

Proteção de distância em linhas aéreas

BÁRBARA SOFIA LEAL DA ROCHA FERREIRA
novembro de 2022

POLITÉCNICO DO PORTO
INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

Proteção de Distância em Linhas Aéreas

Bárbara Sofia Leal da Rocha Ferreira

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Elétricos de Energia



DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELETROTÉCNICA
Instituto Superior de Engenharia do Porto

Novembro, 2022

*Esta dissertação satisfaz, parcialmente, os requisitos que constam da Ficha de
Unidade Curricular de TEDSEE - Dissertação do Mestrado em Engenharia
Eletrotécnica, do 2º ano, do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica -
Sistemas Eléctricos de Energia.*

Candidato: Bárbara Sofia Leal da Rocha Ferreira, N.º 1200087,
1200087@isep.ipp.pt

Orientação Científica: Filipe Miguel Tavares de Azevedo, fta@isep.ipp.pt



DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELETROTÉCNICA
Instituto Superior de Engenharia do Porto
Rua Dr. António Bernardino de Almeida, 431, 4200-072 Porto

Novembro, 2022

Agradecimentos

Agradeço ao meu orientador Filipe Azevedo pela sua disponibilidade, dedicação, apoio, e orientação que foi fundamental para a realização deste documento.

À minha mãe, Júlia, ao meu pai, Henrique, que sempre me acompanharam e encorajaram ao longo desta etapa. O meu profundo agradecimento por todo o investimento feito na minha formação, tanto académica como humana.

Ao meu companheiro, Paulo, agradeço o amor, o apoio e a dedicação não só para com a conclusão desta grande etapa académica, de satisfação pessoal e profissional, como também na vida.

Aos meus amigos e a todos os que contribuíram diretamente/indiretamente à viabilização deste relatório, o meu sincero agradecimento.

Resumo

A sociedade moderna passou a depender fortemente não só da disponibilidade contínua e confiável de eletricidade, como também de uma alta qualidade de eletricidade. Computadores e telecomunicações, redes, redes ferroviárias, redes bancárias e de correios, indústrias e sistemas de suporte de vida são apenas algumas aplicações que simplesmente não podem funcionar sem uma fonte de energia elétrica altamente confiável. Nenhum sistema de energia pode ser projetado de tal forma que nunca falhe. Então, há que conviver com os imprevistos e falhas do sistema.

A proteção de distância em linha aéreas de transporte de energia elétrica é considerada como a mais complexa de todas as aplicações de proteção na rede elétrica, dadas as longas distâncias a serem consideradas, à diversidade de possibilidades de configuração na rede, e às diversas oportunidades tanto no funcionamento correto como para o funcionamento incorreto. Esta é habitualmente escolhida quando a importância e complexidade da linha assim o justifica.

Torna-se, portanto, importante em saber como prevenir e como mitigar as consequências aquando da ocorrência de falhas, pois sem esta coordenação e proteção, todo o funcionamento e integridade da rede fica comprometido, o que requer uma atenção reforçada para os parâmetros, e questões a serem levadas em consideração para o seu dimensionamento e operação.

Devido à crescente complexidade dos sistemas deu origem aos vários tipos de proteção hoje existentes, elencados neste documento. Este trabalho inicia por elucidar todo o funcionamento das proteções para com o sistema de energia e as suas aplicações de modo a criar uma base de conhecimento necessário à compreensão do tema e até para temas futuros ou relacionados.

Visa também a abordagem concreta da proteção de distância em linhas aéreas e o seu funcionamento, com um levantamento de toda a complexidade e questões necessárias a se ter em conta para esta proteção e a sua simulação.

Esta simulação foi realizada recorrendo a um software desenvolvido pela empresa SIEMENS e é de notar que durante todo o desenvolvimento deste trabalho uma das maiores dificuldades encontradas é mesmo a partilha de informações e as

componentes práticas que não são divulgadas ou partilhadas por parte das empresas.

Palavras-Chave: Proteções de linha, Relés de proteção, Linhas aéreas Proteção de distância, Relé de distância.

Abstract

Modern society has come to rely heavily not only on the continuous and reliable availability of electricity, but also on a high quality of electricity. Computers, telecommunications, networks, rail networks, banking and postal networks, industries and life support systems are just a few applications that simply cannot function without a highly reliable source of electrical power. No power system can be designed in such a way that it never fails. So, you have to live with the unforeseen and system failures.

Distance protection in overhead electric power transmission lines is considered the most complex of all protection applications in the electric network, given the long distances to be considered, the diversity of configuration possibilities in the network, and the diverse opportunities both for correct operation and for incorrect operation. This protection is usually chosen when the importance and complexity of the line justifies it.

It is therefore important to know how to prevent and how to mitigate the consequences when failures occur, because without this coordination and protection, the entire functioning and integrity of the network is compromised, which requires an increased attention to the parameters, issues to be taken into account for its dimensioning and operation.

Due to the growing complexity of the systems, it gave rise to the various types of protection that exist today, listed in this document. This work begins by elucidating the entire operation of the protections for the energy system and its applications in order to create a base of knowledge necessary for the understanding of the subject and even for future or related subjects.

And it aims at a concrete approach to distance protection in overhead lines and its operation, with a survey of all the complexity and issues necessary to take into account for this protection and its simulation.

This simulation was performed by a software developed by the SIEMENS company and it should be noted that during the entire development of this work one of the greatest difficulties encountered is the sharing of information and practical

components that are not disclosed or shared by the companies.

Keywords: Line protections, Protection relays, Overhead lines, Distance protection, Distance relay.

Índice

Lista de Figuras	ix
Lista de Tabelas	xi
Lista de Acrónimos	xiii
1 Introdução	1
1.1 Contextualização	1
1.2 Objetivos	2
1.3 Organização do documento	3
2 Sistemas de proteção	5
2.1 Introdução	5
2.2 Estrutura básica de um sistema de proteção	8
2.3 Requisitos	9
2.4 Proteção por relés	13
2.5 Tecnologias dos relés	17
2.5.1 Relés eletromecânicos	17
2.5.2 Relés estáticos	20
2.5.3 Relés digitais	21
2.6 Estado da arte	23
2.6.1 Introdução	23
2.6.2 Relés eletromecânicos	24
2.6.3 Relés estáticos	25
2.6.4 Necessidade de evolução dos eletromecânicos para estáticos	27
2.6.5 Relés digitais	29
2.6.6 Evolução futura	32
2.7 Classificação dos relés	32
2.7.1 Relés de proteção	32
2.7.2 Relés de regulação	36
2.7.3 Relés de religamento de sincronismo ou sincronização	36
2.7.4 Relés de monitorização	36
2.7.5 Relés auxiliares	36
2.8 Conclusão	37

3	Proteção de linhas aéreas	39
3.1	Introdução	39
3.1.1	Proteção de sobreintensidade	40
3.1.2	Proteção diferencial	43
3.1.3	Proteção de distância	44
3.1.4	Proteção contra falhas dos disjuntores	45
3.1.5	Proteção de tensão	48
3.1.6	Proteção de frequência	49
3.2	Conclusão	50
4	Proteção de distância em linhas aéreas	51
4.1	Introdução	51
4.2	Princípio de funcionamento	52
4.2.1	Relés eletromecânicos e estáticos	55
4.3	Desempenho da proteção de distância	56
4.3.1	Precisão de alcance	56
4.3.2	Tempo de atuação	56
4.3.3	Relés eletromecânicos e estáticos	57
4.3.4	Relés digitais	59
4.4	Zonas de atuação	62
4.4.1	Exemplo do comportamento dos relés de distância com tempos de atuação	66
4.4.2	Critérios de coordenação	67
4.5	Regulação de um relé de distância de uma linha aérea	68
4.5.1	Situação teórica	68
4.5.2	Situação real	69
4.5.3	Regulações habituais das temporizações das zonas de distância	70
4.5.4	Exemplo de aplicação do relé de distância numa linha de trans- porte	71
4.6	Diagrama de impedâncias no plano R-X	74
4.6.1	Tipos de relés de distância segundo as características no plano R-X	75
4.6.2	Comissionamento e manutenção	88
4.7	Conclusão	89
5	Implementação	91
5.1	Introdução	91
5.2	Selecionamento	91
5.3	Configuração	93
5.4	Casos de estudo	97
5.4.1	Caso de estudo 1	97

5.4.2	Caso de estudo 2	100
5.5	Simulação e resultados	102
5.5.1	Caso de estudo 1	103
5.5.2	Caso de estudo 2	107
5.6	Conclusão	109
6	Conclusões	111
	Referências	113
	Anexo A Tabela de funções ANSI	115
	Anexo B Formulário de comissionamento para testes do relé de distância 670, Hitachi Energy	119

Lista de Figuras

1	Zonas de proteção de uma rede elétrica [6]	7
2	Estrutura básica de um sistema de proteção [7]	8
3	Reforço da dependabilidade, com diminuição da segurança de operação [5]	10
4	Reforço da segurança, com diminuição da dependabilidade de operação [5]	10
5	Relés típicos de armadura de atracamento [11]	18
6	Relé polarizado típico [11]	19
7	Relé de atração de armadura típico (montado em estojo) [11]	20
8	Reles estáticos [11]	21
9	Seleção de relés digitais [11]	22
10	Estrutura simplificada de uma relé digital [5]	22
11	Necessidade de espaço para tecnologias diferentes e com as mesmas funcionalidade [11]	24
12	Proteção contra falhas de disjuntores [5]	45
13	Representação de um sistema de potência [7]	53
14	Princípio de funcionamento do rele de distancia [7]	55
15	Características típicas para zona 1 [11]	58
16	Curvas típicas de tempo de operação [11]	59
17	Configuração do sistema de potência [11]	60
18	Variação da tensão em função da relação da impedância da fonte com a de linha [11]	60
19	Exemplo da utilização do grading plan num esquema radial [12] . . .	62
20	Zonas de proteção de distância [11]	63
21	Exemplo do escalonamento de tempo [5]	66
22	Exemplo de um relé de distância em uma linha de transporte [7] . .	71
23	Diagrama R–X [7]	74
24	Características de funcionamento do relé de impedância	75
25	Formatos do diagrama R–X para cada tipo de relé de distância [9] .	76
26	Diagrama do relé de impedância sem unidade direcional [5]	77
27	Diagrama do relé de impedância com unidade direcional [5]	78

28	Diagrama do relé de impedância com as zonas de proteção [4]	79
29	Influência do vento no comprimento do arco [5]	80
30	Diagrama do relé de mho auto-polarizado [5]	81
31	Característica do relé mho auto-polarizado	82
32	Diagrama do relé mho deslocado [5]	83
33	Diagrama do relé mho deslocado com onda portadora num esquema de teleproteção [11]	84
34	Diagrama do relé mho com polarização cruzada [5]	85
35	Característica no diagrama do relé de reatância [7, 5]	85
36	Diagrama do relé de reatância com unidade direcional [5]	86
37	Diagrama do relé poligonal [5]	87
38	Diagrama do relé poligonal com as zonas de proteção [11]	87
39	Configuração dos tipos de proteção	95
40	Configurações para a proteção de motores e de sobreintensidade . . .	95
41	Configurações para proteção de distância	96
42	Tela de novo projeto no Digsig 5	97
43	Caso de estudo 1 no Digsig 5	98
44	Configuração de hardware no Digsig 5	99
45	Informação do dispositivo	99
46	Caso de estudo 2 no Digsig 5	101
47	Caso de estudo 2 - Informação do dispositivo	101
48	Tela da versão DEMO do software SIPROTEC Digital Twin	102
49	Erros do 7SD82	103
50	Limites de linha	104
51	Teste do dispositivo 7SJ85	105
52	Conexão de dados do 7SA82 no Digsig 5	106
53	Caso de estudo 2 - Valores injetados no 7SA82	107
54	Caso de estudo 2 - Limite da linha	107
55	Caso de estudo 2 - Disjuntor acionado	108
56	Resultados do dispositivo 7SJ85	108

Lista de Tabelas

1	Vantagens, desvantagens e aplicação para cada tipo de relé de distância	92
2	Selecionamento do relé de distância	92
3	Exemplo de selecionamento do relé de distância	93
4	Configurações de dispositivos no software SIPROTEC	94
5	Tabela de configuração de referência do relé de proteção	94
6	Exemplo de uma configuração para proteção de distância	96

Lista de Acrónimos

ANSI American National Standards Institute

ASA American Standards Association

AT Alta tensão

BF *Breaker Failure*

BFR *Breaker Failure Relay*

BT Baixa tensão

C.A corrente alternada

C.C corrente contínua

CEI Comissão Eletrotécnica Internacional

DFT Transformada Discreta de Fourier

EAT Extra alta tensão

ESD Descarga eletrostática

MAT Muita alta tensão

MT Média tensão

POTT Transferência Permissiva de Disparo por Sobrealcance

SEE Sistema Elétrico de Energia

SEN Sistema Elétrico Nacional

SIR *System Impedance Ratio*

SOTF *Switch-on-to-Fault*

TI Transformador de corrente

TT Transformador de tensão

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contextualização

O Sistema Elétrico de Energia (SEE) compreende, a produção, o transporte, a distribuição, a operação nos mercados de energia e o consumo de energia. O Sistema Elétrico Nacional (SEN) tem como objetivo disponibilizar a energia elétrica de acordo com as necessidades dos consumidores, tanto a nível qualitativo como quantitativo.

Os sistemas de energia elétrica defrontam-se com perturbações e anomalias de funcionamento que afetam a rede elétrica e os seus órgãos de controle. Apresenta uma estrutura hierarquizada, e dada a sua extensa interligação, é possível ter-se uma ideia da ampla e complexidade que as possíveis agravantes possam ter para o sistema elétrico. O aumento de consumo é acompanhado com o aglomerante crescimento de equipamentos e dispositivos na rede, o que exige ter em atenção cenários de exploração e inovação na eficiência, consequentemente, está também mais sujeito a defeitos pontuais, defeitos de equipamentos, entre outras situações anormais, o que simultaneamente exige uma gestão de rede mais eficiente e eficaz.

O sistema de proteção de linhas tem como função detetar a ocorrência de perturbações no SEE que ponham em causa a sua integridade, e, atuar o mais rapidamente possível, de forma a eliminar a avaria repondo o sistema de operação no estado de funcionamento anterior ao defeito. Para atenuar os efeitos das perturbações na rede, o sistema de proteção deve assegurar a continuidade de alimentação dos consumidores e salvaguardar o material assim como as instalações da rede em si.

É no compromisso e no constante equilíbrio dos requisitos mencionados que se decide os critérios de coordenação adequados aos diferentes cenários de exploração. Na operação dos sistemas elétricos de potência surgem, com certa frequência, falhas nos seus componentes que resultam em interrupções no fornecimento de energia aos consumidores conectados a esses sistemas, com a consequente redução da qualidade do serviço prestado.

O sistema elétrico de energia apresenta uma estrutura física constituída por linhas aéreas ou cabos subterrâneos. As linhas aéreas representam uma grande maioria e, portanto, são um elemento fundamental das redes de transporte e distribuição de energia elétrica, sendo necessário garantir o seu funcionamento e a fiabilidade.

A proteção de distância é mais utilizada na rede de transporte, esta apresenta uma topologia de rede em exploração malhada, sendo constituída na sua maioria por linhas aéreas, o que faz com que esta proteção seja uma das mais complexas de todas as aplicações de proteção nas redes elétricas, e sem uma correta coordenação e proteção, todo o funcionamento e integridade da rede fica comprometido, poderá inclusive levar a estragos elevados e até mesmo à interrupção total do seu serviço. Os critérios e requisitos de qualidade e serviço deixaram de ser cumpridos, demonstrando total relevância sobre o tema.

O sistema deve ser dimensionado e gerido a fim de fornecer energia para os pontos de utilização de forma confiável e económica. Uma frequente ou prolongado defeito de energia elétrica causaria um grande colapso na rotina da sociedade moderna, o que enfatiza a necessidade da confiabilidade e segurança no fornecimento de energia.

Perante um incorreto dimensionamento, um acontecimento, tal como, o poder destrutivo de um arco elétrico que apresente uma corrente elevada, pode derreter os condutores de cobre ou fundir núcleos laminados de um transformador ou máquina em muito pouco tempo – dezenas ou centenas de milissegundos. Mesmo distante do arco, elevadas correntes de defeito podem causar danos à instalação se durarem mais do que alguns segundos.

Portanto, o aprovisionamento adequado de proteções para deteção e desconexão de elementos do sistema de potência no caso de falhas, é parte integral no planeamento do sistema elétrico de potência. Somente assim os objetivos do sistema de potência poderão ser alcançados. Demonstrando a total relevância sobre o tema.

1.2 Objetivos

Um dos objetivos desta dissertação incide no estudo do funcionamento das proteções, para uma visão mais aprimorada e concisa de modo a se ter bases para o objetivo seguinte.

Um segundo objetivo incide no estudo mais aprofundado da proteção de distância em linhas aéreas de modo a ser realizado um levantamento das questões e

características relevantes para o dimensionamento, parametrização e coordenação com vista à sua simulação.

Após este estudo, é possível otimizar o processo de dimensionamento, e com isto, atingir o objetivo principal deste documento, a elaboração de uma ferramenta que contemple os requisitos identificados, ou seja, que automatize um dimensionamento tendo por base as características conhecidas da linha na qual será inserida, para uma melhor e eficiente seleção dos dispositivos de proteção de linhas aéreas.

Objetivo que visa simular essa proteção numa caso real de forma a testar o seu funcionamento.

1.3 Organização do documento

Esta dissertação é constituída por 6 capítulos, incluindo a introdução. No final são indicadas as referências bibliográficas.

O presente documento está organizado de acordo com a seguinte estrutura:

Introdução, onde é apresentando o enquadramento e relevância do tema, fazendo referência aos seus objetivos, assim como a organização estabelecida para o documento

O capítulo 2 irá funcionar como uma base de conhecimento, para o acompanhamento do tema durante toda a extensão do documento. Este capítulo apresenta uma fundamentação teórica, onde aborda os sistemas de proteção, a sua necessidade, requisitos, conceitos, elementos utilizados, e descrição dos mesmos.

No capítulo 3 são abordadas os tipos de proteções existentes nas linhas, mais especificamente, as proteções nas linhas de transporte, deste modo, pode-se introduzir, ao enquadramento e especificidade da proteção que dá origem ao tema, a proteção de distância.

O capítulo 4, aborda a proteção de distância em linhas aéreas, inicia-se com o estado de arte que minuciosamente descreve a evolução nas gerações do equipamento utilizado para a proteção de distância até aos dias de hoje, os relés. Após feita um *background* histórico do equipamento, é introduzido o princípio de funcionamento da proteção de distância, o que define o seu bom desempenho, como definir as zonas de atuação para o relé de distância, um enquadramento prático de como o fazer, de seguida, os tipos de relés de distancia e as suas características de modo ao projetista saber determinar qual o mais indicado para a sua situação específica, e termina com uma chamada de atenção, à importância não só de uma boa seleção como também da sua manutenção periódica.

No capítulo 5 serão concluídos dois dos objetivos deste trabalho, onde serão apresentadas as opções para seccionamento e configurações necessárias para a ferramenta do dimensionamento das proteções de linhas aéreas, com a demonstração de um caso de estudo em simulação e resultados.

No capítulo 6 são apresentadas as conclusões que podem ser retiradas deste trabalho.

Por último, as referências bibliográficas seguido dos anexos.

Capítulo 2

Sistemas de proteção

2.1 Introdução

Um sistema de energia não deve apenas ser capaz de satisfazer a carga atual, mas também ser flexível de modo a atender a demandas futuras. Um sistema de energia é desenvolvido para que a produção de energia elétrica atenda as necessidades presentes e futuras dos consumos dos usuários, de modo a transmiti-lo e distribuí-lo de uma forma contínua e fiável. Para maximizar o retorno do investimento significativo no equipamento, de forma a garantir a satisfação dos consumidores com qualidade e de forma segura, todo o sistema deve ser mantido em operação contínua, sem avarias que provoquem a interrupção do fornecimento de energia.

Um sistema de proteção, de uma forma geral, e que será mais minuciosamente abordado na secção seguinte, é constituído por três partes: uma de deteção, uma de medida, e uma de atuação. A parte de deteção é constituída pelo Transformador de tensão (TT) e Transformador de corrente (TI). Os valores adquiridos pelos transformadores são transmitidos à parte da medição, constituída pelo relé, que mediante a sua parametrização, aquando a ocorrência de valores não desejáveis ou não esperados, o relé tem a função de enviar as ordens de abertura ao disjuntor, equipamento este presente na parte de atuação [1].

Estas proteções que atuam nos disjuntores, provocam uma alteração na configuração da rede de distribuição de energia, isolando os defeitos que possam ter ocorrido, não afetando a restante alimentação do sistema. Isto pode ser alcançado de duas maneiras, com sistemas adaptáveis, que não falhem, requerendo manutenção mínima para manter a continuidade de serviço (sistema economicamente inviável), ou prevendo defeitos ou falhas que possam gerar interrupções do serviço, restringindo as perturbações a uma área limitada, continuando o serviço em áreas em equilíbrio (solução mais razoável e que é a praticada) [2].

Existem vários tipos de sistema de proteção elétrica, sendo que cada um tem uma finalidade numa instalação. Os principais são [3]:

- Sistemas de proteção contra descargas atmosféricas: são utilizados equipamentos e métodos para que haja a proteção contra descargas atmosféricas. Para isso, podem ser utilizados vários equipamentos, como para-raios e gaiolas de Faraday;
- Sistemas de proteção contra sobretensão: são utilizados equipamentos e métodos para garantir uma proteção contra as sobretensões. Estes eventos podem ocorrer a partir de descargas atmosféricas, manobras na rede elétrica e descargas eletrostáticas. Os dispositivos mais utilizados são os descarregadores de tensão;
- Sistema de proteção de terra: é essencial em qualquer instalação elétrica, pois possibilita que as correntes indesejáveis possam escoar para a terra.

O sistema de proteção é essencial para garantir o perfeito funcionamento do fornecimento da energia elétrica, mas também pode ser mais significativo, uma vez que reforça a segurança das pessoas e dos equipamentos que compõem um sistema elétrico. Isto porque, ao evitar descargas elétricas e sobretensões, além de escoar a corrente elétrica indesejável, contribui para garantir a integridade de todos, pois esses fenômenos podem ser fatais se não forem devidamente protegidos [3].

O estudo sobre as proteções tem como objetivo diminuir os custos de reparações, reduzir tempo de inatividade e perda de rendimento devido ao mecanismo fora de serviço. Tudo isso corresponde a um custo de 2 a 5% dos equipamentos que estão a ser protegidos. Este é um custo relativamente barato, tendo em conta o tempo usual para depreciação dos equipamentos [4].

Dada a complexidade da rede, e de modo a garantir aquando um defeito a continuidade da distribuição de energia, com seletividade, coordenação e atuação dos sistemas de proteção, o sistema de proteção está separado em diferentes zonas de proteção de modo a atender às necessidades de cada parte da rede, garante-se assim a eliminação dos defeitos mesmo em caso de falha do relé que se encontra responsável pela proteção de uma determinada parte da rede.

A Figura 1 demonstra como o sistema está dividido, desde a produção ao consumo. Dito isto, temos proteções de geradores, transformadores, motores, barramentos, linhas, e há ainda de baterias de condensadores, [5].

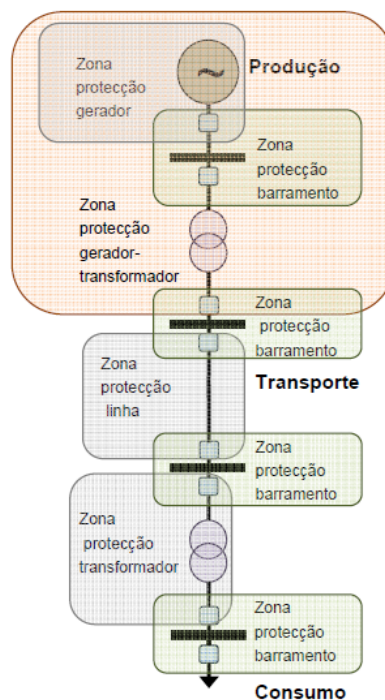


Figura 1: Zonas de proteção de uma rede elétrica [6]

2.2 Estrutura básica de um sistema de proteção

Uma estrutura básica de um sistema de proteção está ilustrada pela Figura 2.

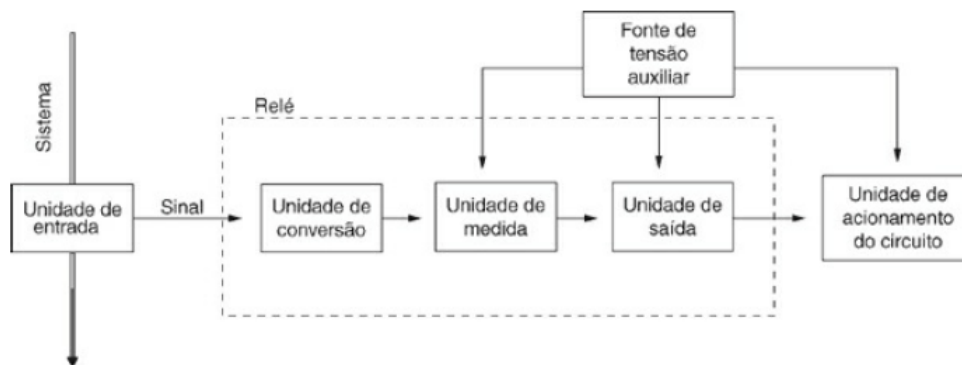


Figura 2: Estrutura básica de um sistema de proteção [7]

A unidade de entrada, é constituída pelo TT e TI. Equipamentos que recebem as informações de distúrbios do sistema elétrico, e enviam esses sinais à unidade de conversão do relé de proteção. A unidade de entrada também oferece isolamento elétrico entre o sistema e os dispositivos de proteção, evitando que correntes e tensões elevadas sejam conduzidas até esses dispositivos, [7].

Dentro do relé temos os seguintes elementos:

- A unidade de conversão do sinal: Um elemento interno do relé que recebe os sinais do TT e TI e os modifica em sinais com modulação adequada ao nível de funcionamento do relé. Na proteção com relés primários não existe a unidade de conversão, já que a corrente e/ou a tensão da rede são aplicadas diretamente sobre a unidade de disparo do disjuntor. Para relés secundários, a unidade de conversão é própria da sua proteção;
- A unidade de medida: Ao receber os sinais da unidade de conversão, a unidade de medida compara as suas características, ou seja, os módulos da corrente e tensão, ângulo de fase, frequência, entre outros, com os valores que foram previamente calculados e esperados como referência para operação. Caso os sinais de entrada apresentem valores superiores aos valores previamente ajustados, a unidade de medida envia um sinal à unidade de saída;
- Unidade de saída: Pode ser constituída por uma pequena bobina acionando um contacto auxiliar ou por uma chave semicondutora.

A unidade de acionamento, é constituída por um disjuntor ou um interruptor, de bobinas com espiras grossas, montada no corpo do elemento de desconexão do sistema. Na proteção com relés primários, a unidade de acionamento é ativada diretamente pelas unidades de entrada. Nos relés secundários, a unidade de acionamento é característica dos sistemas de proteção.

A fonte de tensão auxiliar, é geralmente constituída por uma bateria, e portanto, é a unidade que fornece energia às unidades de medida, para processar as informações, às unidades de saída, e também às unidades de acionamento, que por vezes é constituída por uma pequena bobina que ativa um contacto auxiliar. Em alguns dispositivos de proteção, a fonte auxiliar pode ser constituída por um circuito interno que converte a corrente que é recebida pela unidade de entrada numa pequena tensão, através da queda de tensão ocasionada por um resistor instalado internamente ao dispositivo de proteção, [7].

2.3 Requisitos

De forma ao sistema de proteção concluir as suas funções e objetivos, deve apresentar propriedades fundamentais para se obter um bom desempenho, tais como [7, 5]:

(a) Seletividade Existem dois tipos de seletividade: a seletividade de fase, relativa

à religação automática, a qual não será abordada, e a seletividade de zona de proteção, que é a que representa a qualidade da proteção em limiar as consequências do defeito.

A seletividade de zona é uma técnica utilizada no estudo de proteção e coordenação, por meio da qual somente o elemento de proteção mais próximo do defeito desconecta a parte defeituosa do sistema elétrico. É também conhecida por coordenação de relés, importante para assegurar continuidade de serviço, com o mínimo de interrupção do fornecimento de energia aos utilizadores.

Isto implica o escalonamento do valor de regulação do sistema de proteção, a introdução de uma temporização ou utilização de sistemas de proteção com características que permitam obter a operação seletiva desejada.

(b) Fiabilidade

A fiabilidade é a habilidade de o sistema de proteção evitar uma operação desnecessária durante o funcionamento normal da rede ou de evitar uma operação, em caso de defeitos ou outras situações anormais, fora da sua zona de ação.

A fiabilidade comporta duas características:

1. A dependabilidade, ou seja, a capacidade de um sistema de proteção não ter falhas de atuação quando solicitado. Assim, se quisermos reforçar a dependabilidade, podemos prever dois elementos de decisão em paralelo, mas isso traduzir-se-á numa diminuição da segunda característica, segurança;
2. A segurança, isto é, a aptidão do sistema de proteção a não atuar indesejadamente, ou seja, intempestivamente ou de forma não seletiva. Se quisermos reforçar a segurança, podemos prever dois elementos de decisão em série, mas isso traduzir-se-á numa diminuição da dependabilidade. Se um dos dois elementos não operar, a função desejada pode não se realizar, mas com a vantagem de que a sua operação intempestiva global é evitada pelo comportamento correto de um dos elementos, no caso de operação intempestiva do outro.

É de notar, que estas duas características, podem entrar em conflito, melhorar a segurança de operação do sistema de proteção tende a diminuir a sua dependabilidade e vice-versa.

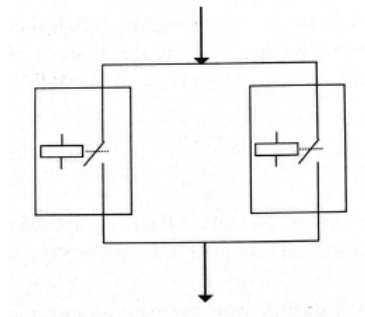


Figura 3: Reforço da dependabilidade, com diminuição da segurança de operação [5]

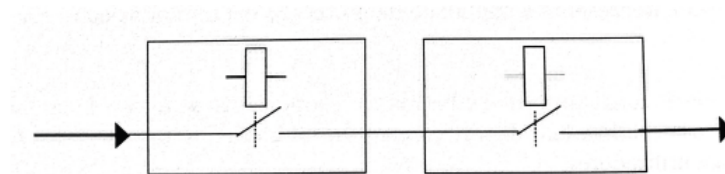


Figura 4: Reforço da segurança, com diminuição da dependabilidade de operação [5]

(c) Rapidez

A rapidez de operação é uma exigência fundamental das proteções. É a característica que permite eliminar todos os defeitos, num tempo compatível com a segurança das pessoas, uma boa conservação dos elementos constitutivos do sistema elétrico e evitar ruturas de sincronismo devidas a uma eliminação tardia limitando as quedas de tensão provocadas pelos defeitos a valores admissíveis para o maior número de utilizadores. Quanto mais tempo durar o defeito, maior é a energia dissipada na rede e maiores são os estragos, maior é o risco de perda de sincronismo e maiores as quedas de tensão sentidas pelos utilizadores.

É necessário realçar o facto de que um funcionamento muito rápido, embora intrinsecamente desejável, pode dar lugar a um número maior de operações não desejadas, mas de uma maneira geral, pode dizer-se que quanto mais rápido é o relé, maior é a probabilidade de operações incorretas. Um relé rápido é aquele que opera em menos de 50 ms (2 ciclos e meio).

Desde que seja definido um tempo mínimo de operação para um elemento de proteção, a velocidade de atuação deve ser a de menor valor possível, a fim de propiciar as seguintes condições favoráveis:

1. Reduzir ou mesmo eliminar as avarias no sistema protegido;
2. Reduzir o tempo de afundamento da tensão durante as ocorrências nos sistemas de potência;
3. Permitir a ressincronização dos motores.

(d) Sensibilidade

Sensibilidade é a habilidade do sistema identificar uma condição anormal, traduzida na ultrapassagem do valor limite de sua deteção e que inicia, nessa eventualidade, uma ação de proteção. Dito de outra maneira, a proteção deve ser, em geral, o mais sensível possível para detetar defeitos com o mais baixo nível atingível da grandeza considerada. Essa característica permite ao sistema de proteção operar em circunstâncias em que as correntes de defeito se encontram reduzidas, seja por uma diminuição momentânea da potência de curto-circuito, seja por uma resistência de defeito.

Esta sensibilidade deve, contudo, ser tal que o sistema de proteção fique insensível:

1. Aos desequilíbrios normais da corrente de carga máxima;
2. Às sobrecargas admissíveis;
3. Às manobras normais de exploração;
4. Às variações normais de tensão e frequência. Deve, contudo, ser capaz de operar corretamente em todo o domínio das variações normais da frequência;
5. Às oscilações e às operações fora do sincronismo, para que só os equipamentos especializados produzam as desligações previstas nessas eventualidades.

(e) Compatibilidade

É a qualidade que permite a adaptação do sistema de proteção ao meio no qual se encontra instalado. Trata-se sobretudo das conexões externas, como as entradas de corrente, as alimentações auxiliares em corrente contínua (C.C), entre outros. Para as proteções digitais, acrescenta-se uma outra dimensão que tem a ver com a coordenação ou com a sua integração.

A compatibilidade está ligada a dois aspetos:

1. *Hardware*: conectores, meios de transporte,...
2. *Software*: protocolos de comunicação, versões do software,...

Relativamente ao aspeto das versões, também se tem de ter em atenção a compatibilidade entre o *hardware* e *software* de um tipo de proteção. A importância dessa qualidade será cada vez maior em função duma maior integração nas subestações equipadas com um sistema de controlo-comando digital (conexão, protocolo de comunicação).

(f) Flexibilidade

A flexibilidade é a capacidade de a proteção ser utilizada para várias aplicações. Trata-se sobretudo das possibilidades de regulação. A proteção deve poder ser regulada em função dos desejos do explorador da rede, permitindo, ao mesmo tempo, uma normalização do material.

(g) Disponibilidade

A disponibilidade é a fração de tempo (em %) durante a qual as expectativas em relação a uma proteção são asseguradas. Trata-se das exigências de disponibilidade de todos os elementos que asseguram uma operação correta.

Para as linhas aéreas e os cabos subterrâneos, a disponibilidade das telecomunicações faz, portanto, parte da disponibilidade da proteção, o que impõe exigências severas à rede de comunicação. Conta-se geralmente com uma disponibilidade a 99,97% da proteção.

Essas exigências podem subdividir-se em exigências internas e externas, que são detalhadas a seguir:

1. Exigências internas para a proteção:
 - 1.1. Uma grande qualidade dos componentes de maneira a garantir um reduzido número de defeitos;
 - 1.2. Uma concepção sã, sobretudo no que diz respeito ao *software*;
 - 1.3. Possibilidades de detecção rápida da indisponibilidade, para permitir a sua redução.
2. Exigências externas à proteção:
 - 2.1. Uma proteção é disponível se as grandezas de medida (V, I) são também disponíveis e se a ordem de disparo pode ser dada;
 - 2.2. Para uma proteção diferencial de corrente, as grandezas (I) devem estar presentes nas duas extremidades.

2.4 Proteção por relés

Os relés constituem uma das mais poderosas ferramentas de proteção, constituem uma ampla gama de dispositivos que oferecem proteção aos sistemas elétricos nas mais diversas formas: sobrecarga, curto-circuito, sobretensão, subtensão, entre outros [7].

Segundo a definição apresentada pela Comissão Eletrotécnica Internacional (CEI), o relé é um dispositivo desenvolvido para produzir mudanças repentinas determinadas em um ou mais circuitos elétricos de saída, quando certas condições são cumpridas nos circuitos elétricos de entrada que controlam o dispositivo. Por outras palavras, é um dispositivo cuja função é detetar nas linhas ou aparelhos defeituosos, perigosas ou indesejáveis condições do sistema, e realizar manobras de comutação ou atribuir um aviso adequado [8].

Deste modo, os relés apresentam duas funções [4]:

1. Promover uma rápida retirada de serviço de um elemento do sistema, quando este sofre um curto-circuito, ou quando começa a operar de um modo anormal que possa causar danos, ou interferir na correta operação do sistema;

2. Promover a indicação da localização e do tipo de defeito, visando uma reparação rápida e possível análise da eficiência e características de mitigação da proteção adequada.

Ainda assim, é importante mencionar a sua importância, pois com a utilização de relés, minimiza-se o custo de reparação dos estragos, a probabilidade do defeito se propagar e envolver outro equipamento, o tempo que o equipamento fica inativo, a necessidade de reservas, as perdas de renda e o agastamento de relações públicas, enquanto o equipamento está fora de serviço [4].

Dentro desta ideia, os princípios gerais dos relés compreendem: [4]:

- Relé primário ou de primeira linha;
- Relé de reserva ou de socorro;
- Relé auxiliar.

O Relé primário é aquele em que, ao redor de cada elemento do sistema é definido uma zona de proteção com vista à seletividade, a qual será a primeira a atuar, se houver algum defeito dentro da zona estabelecida uma zona de proteção é estabelecida em redor de cada elemento do sistema, e dessa forma os disjuntores são colocados na conexão de cada dois elementos. Há uma sobreposição das zonas em torno dos disjuntores, visando o socorro em caso de falha na proteção principal. Se isto ocorrer, a seletividade será prejudicada, mas esse será um mal menor.

O Relé de reserva, tem como finalidade atuar durante a manutenção do relé primário ou na falha deste, e é utilizado apenas por motivos econômicos, para determinados elementos do circuito e somente contra curto-circuitos. Contudo, esta prevenção deve-se à probabilidade da ocorrência de defeitos, quer seja na corrente ou tensão fornecida ao relé, quer seja, na fonte de corrente de acionamento do disjuntor, ou no circuito de disparo, ou no mecanismo do disjuntor, ou no próprio relé, entre outros. É desejável que o relé de reserva seja posicionado independentemente das possíveis razões de defeitos do relé primário. É de notar, que o relé de reserva não substitui uma boa manutenção, ou vice-versa.

O relé auxiliar tem função como um multiplicador de contactos, utilizados como temporizador e alarmes, auxiliando a proteção principal e reserva [4].

Os relés podem acionar equipamentos de interrupção de dois diferentes modos, e como tal são comumente conhecidos como [7, 4]:

1. Relé primário;
2. Relé secundário.

O relé primário apresenta uma função principal de promover uma rápida retirada de serviço de um elemento do sistema, aquando um curto-circuito, ou aquando uma anormalidade no desempenho ou comportamento que possam danificar, ou de outra forma, interferir com a correta operação do resto do sistema. Nesta função o relé é auxiliado pelo disjuntor(interruptor), ou então por um fusível que engloba as duas funções.

O relé primário também é conhecido como relé de ação direta, são largamente utilizados na proteção de pequenas a médias instalações industriais. Apresentam a grande vantagem de, habitualmente, dispensar transformadores redutores, pois estão diretamente ligados ao circuito que protegem, além de não necessitarem de fonte auxiliar para promoverem o disparo do disjuntor.

São de fácil instalação e alguns modelos requerem uma certa manutenção preventiva, tal como no caso dos relés fluido dinâmicos, em que é importante manter o fluido temporizador isento de poeira e humidade excessiva, pois, caso contrário, as suas características tornam-se sensivelmente alteradas. Alguns modelos pouco difundidos são alimentados por transformadores redutores, conservando, no entanto, a sua característica básica, a do acionamento direto do disjuntor através de um mecanismo próprio e particular para cada tipo ou fabricante.

O relé secundário apresenta uma função secundária que promove a indicação da localização e do tipo de defeito, com vista à rápida reparação e possibilidade de análise da eficiência e características de mitigação da proteção adotadas.

O relé secundário também é conhecido como relé de ação indireta, são amplamente utilizados nas instalações de médio e grande portes. Apresentam custos sensivelmente mais elevados e necessitam, ao contrário dos relés primários, de transformadores redutores como fonte de alimentação, bem como requerem, em geral, uma fonte auxiliar de corrente contínua, sendo esta a mais utilizada, ou de corrente alternada. O investimento dessas unidades auxiliares torna o custo da proteção mais elevado. São utilizados também na proteção de motores com potência superior a 200 cv.

Em geral, os relés secundários apresentam maior fiabilidade que os outros, além de possuírem ajustes com uma maior precisão e curvas de temporização mais definidas. Como o próprio nome sugere, este tipo de relé não atua diretamente sobre o mecanismo de acionamento do disjuntor. Apenas, quando opera, propicia o fechamento dos contactos do circuito da bobina do disjuntor que estão ligados a uma fonte auxiliar, geralmente de corrente contínua. Essa fonte normalmente é constituída por um conjunto de baterias permanentemente ligado a um retificador de alimentação.

Atualmente são utilizados disjuntores com bobina de abertura alimentada por um condensador que substituí o retificador e o banco de baterias, o que reduz substancialmente o custo desse tipo de proteção.

Existe uma grande variedade de relés, atendendo às variadas aplicações, dentro destes podemos classificá-los quanto às [4]:

- (a) Grandezas físicas de atuação: Elétricas, mecânicas, térmicas, óticas, entre outros;
- (b) Natureza da grandeza: Corrente, tensão, potência, frequência, pressão, temperatura, entre outros;
- (c) Construção: Fluidodinâmicos, Eletromagnéticos, Eletromecânicos (indução), mecânicos (centrífugo), eletrônico (fotoelétrico), estáticos (efeito Hall), entre outros;
- (d) Função: subcorrente, tensão ou potência, direcional de corrente ou potência, diferencial, distância, entre outros;
- (e) Conexão do elemento sensor: direto no circuito primário ou através de redutores de medida;
- (f) Fonte de atuação do elemento de controle: Corrente alternada ou contínua;
- (g) Grau de importância: Principal (51 ASA) ou intermediário (86 ASA);
- (h) Posicionamento dos contactos (com circuito desenergizado): normalmente aberto ou fechado;
- (i) Aplicação: máquinas rotativas (gerador), estáticas (transformadores), linhas aéreas ou subterrâneas, aparelhos em geral;
- (j) Temporização: instantâneo (sem retardo principal) e temporizado (mecânica, elétrica ou eletronicamente, por exemplo).

A American National Standards Institute (ANSI) com vista à padronização dos códigos das funções de proteções, criou uma tabela de códigos com as funções de proteção e manobra. Na verdade, esta tabela veio da American Standards Association (ASA) e posteriormente foi incorporada pela ANSI. A tabela está apresentada no anexo A.

2.5 Tecnologias dos relés

Os relés são dispositivos que requerem entradas de baixo nível (tensões, correntes ou contactos). Eles derivam de entradas de transdutores, tais como a corrente ou transformadores de tensão e contactos de comutação. Eles são dispositivos de detecção de defeito e requerem um dispositivo de interrupção – um disjuntor – para eliminar esse defeito.

Separar a função de detecção de falhas da função de interrupção foi um avanço muito significativo, pois deu ao projetista do relé uma habilidade para projetar um sistema de proteção que atendesse às necessidades do sistema de energia [9].

Tornou-se, portanto, vital construir vários tipos de relés para atender às diversas funções das variáveis do sistema de proteção, a fim de atender aos requisitos de proteção o mais rápido possível para diversas configurações, situações operacionais e características de construção dos sistemas de potência.

Os relés são divididos em três categorias com base na tecnologia utilizada: eletromecânicos, estáticos e digitais [10].

2.5.1 Relés eletromecânicos

Estes relés têm como princípio o uso de uma força mecânica que causa uma grandeza de excitação em um contacto em resposta a um estímulo. A força mecânica é gerada por um fluxo de corrente em um ou mais núcleos magnéticos, daí vem o termo relé eletromecânico.

A vantagem desse princípio nesses relés é que eles são providos de um isolamento galvânico entre as entradas e saídas de uma forma simples, barata e segura – portanto para uma simples função liga/desliga, onde os contactos de saída têm de conduzir correntes substanciais, eles ainda são utilizados [10].

Apresenta desvantagens tais como: a inércia dos seus elementos móveis, o consumo elevado quando comparado com os restantes tipos de relés e a incapacidade de sintetizar características diferentes de círculos e retas. Não obstante da tendência a se tornarem obsoletos, esses relés ainda são utilizados na proteção de sistemas elétricos, sobretudo em sistemas de distribuição [9].

Os relés eletromecânicos podem ser classificados em diferentes tipos, como a seguir [10]:

- (a) armadura de atracamento (contacto móvel);
- (b) bobina móvel;
- (c) indução;
- (d) térmico;

- (e) motorizado;
- (f) mecânico.

Porém, atualmente, apenas o relé de armadura de atracamento (contacto móvel) tem sido significativamente utilizado, todos os outros tipos foram substituídos por equivalentes mais modernos [10].

2.5.1.1 Relé de armadura de atracamento (contacto móvel)

Estes relés geralmente consistem em um eletroímã com núcleo de ferro que atrai um contacto móvel quando energizado. Uma força restauradora é fornecida por meio de uma mola ou gravidade, para que o contacto móvel volte à sua posição original quando o eletroímã for desenergizado. Na figura 5 são apresentadas algumas formas típicas de relé de armadura. A movimentação da armadura abre ou fecha o contacto. A armadura carrega um contacto móvel que engata com um fixo ou faz com que uma vareta se mova que reúne dois contactos juntos.

É fácil montar contactos múltiplos em filas ou pilhas fazendo com que uma única entrada atue em várias saídas. Os contactos podem ser robustos e, portanto, capazes de transportar e interromper correntes relativamente grandes em condições bastante dispendiosas, tais como, circuitos altamente indutivos. E esta é uma vantagem significativa deste tipo de relé que assegura a sua continua utilização no mercado [10].

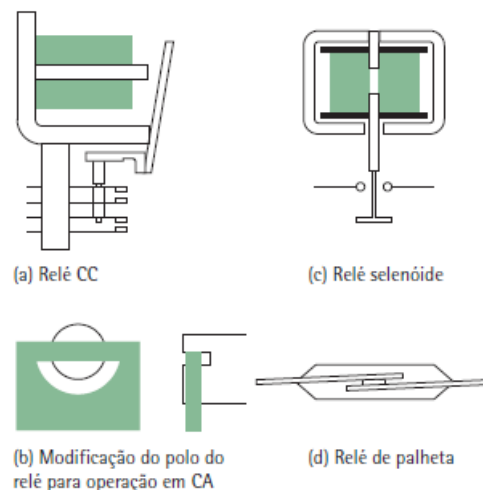


Figura 5: Relés típicos de armadura de atracamento [11]

A energização tanto pode ser por uma corrente alternada (C.A) como por uma C.C. No caso da utilização de corrente alternada, devem ser fornecidos meios para evitar oscilações que ocorreriam quando da passagem do fluxo por zero em cada meio ciclo. Uma solução comum é dividir o polo magnético e proporcionar um elo de cobre numa metade. A mudança de fluxo fica agora desfasada nesse polo, de forma que o fluxo total nunca seja igual a zero. Por outro lado, para o relé energizado por C.C, o fluxo remanescente pode impedir o acionamento do relé quando a corrente de atuação for removida. Isso pode ser evitado impedindo o atracamento do contacto do eletroímã por uma atuação não magnética ou construindo o eletroímã com um material com fluxo remanescente muito baixo [10].

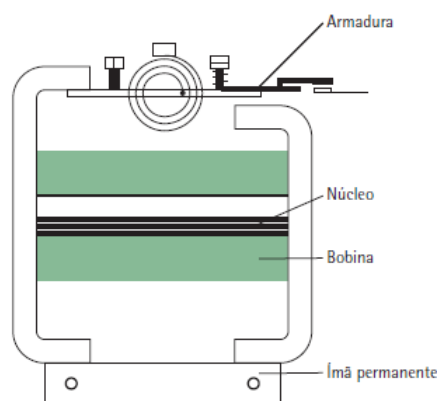


Figura 6: Relé polarizado típico [11]

A velocidade de operação, o consumo de energia, o número e o tipo de contactos necessários são requisitos do seu *design*. O relé de armadura de atracamento típico tem uma velocidade de operação entre 100 ms e 400 ms, mas os relés de palheta (cuja utilização se deu em um período relativamente curto na história dos relés proteção) com contactos de correntes leves podem ser desenvolvidos para ter um tempo de operação de menos de 1 ms. O consumo típico está entre 0,05-0,2 W, mas pode ser superior a 80 W para um relé com vários contactos industriais e um alto grau de resistência a choques mecânicos. Algumas aplicações requerem o uso de um relé polarizado. Isso é, acrescentando-se um ímã permanente ao eletroímã básico. Ambas as formas de auto inicialização (self-reset) e biestável (bi-stable) podem ser obtidas. A Figura 6 mostra um modelo básico. Um possível exemplo de uso é prover a velocidade de operação muito rápida por meio de um único contacto, velocidades menores que 1 ms são factíveis.

A Figura 7 ilustra um exemplo típico de um relé de atração de armadura [10].



Figura 7: Relé de atração de armadura típico (montado em estojo)
[11]

2.5.2 Relés estáticos

No relé de proteção, o termo “estático” implica a ausência de partes móveis [10].

Os relés estáticos, ao contrário dos relés eletromecânicos, carecem de uma armadura ou outro elemento móvel na sua parte central, para o desenvolvimento das suas características de operação. As únicas partes móveis são os contactos dos relés auxiliares de saída. Devido aos circuitos estáticos, as grandezas de entrada (V, I) são convertidas em tensões de nível eletrónico, o que permite a comparação entre as grandezas medidas e os valores regulados [5].

Apresenta como desvantagens o facto de serem sensíveis às altas temperaturas, humidade, sobreintensidades e sobretensões, o que os tornam mais suscetíveis aos defeitos. Contudo, esse tipo de relé foi bastante utilizado em meados das décadas de 70 e 80 [12].

Devido à natureza elétrica, as manobras de seccionadores por exemplo, ou dos efeitos dos curto-circuitos às quais a sua eletrónica é muito sensível, podem gerar interferências elétricas, portanto, estes relés exigem uma fonte de alimentação C.C, fiável e medidas para prevenir os estragos. A Figura 8a mostra um circuito impresso de um relé estático e a Figura 8b mostra exemplos de relés estáticos simples e complexos.

Funcionalmente, os relés estáticos podem ser utilizados para todas as aplicações de proteção. Foram muito utilizados para proteção de redes de transporte de Alta tensão (AT) e Muita alta tensão (MAT), para proteção diferencial de alternadores, para proteção de distância, temporizações, entre outros [5].

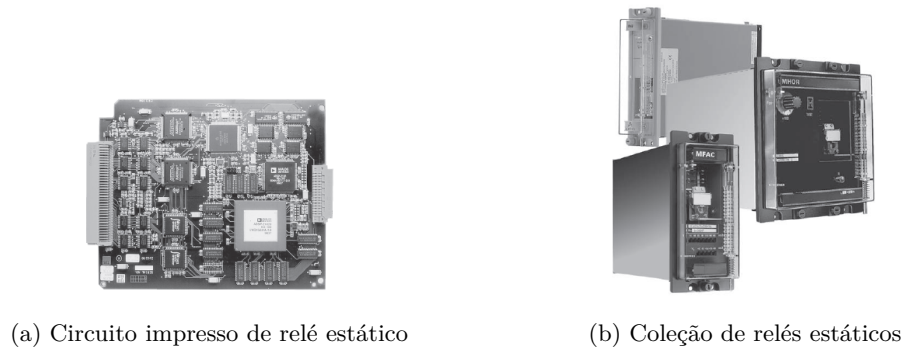


Figura 8: Relés estáticos [11]

2.5.3 Relés digitais

As interfaces do sistema de proteção com a rede e com o elemento a proteger apresentam-se de maneira semelhante às dos relés analógicos. Recebem as correntes e as tensões da rede provenientes de transformadores de medida. Outros dados de entrada são obtidos pelo controlo do estado aberto ou fechado de contactos no equipamento de proteção. A saída do equipamento é constituída também pelo estado aberto ou fechado dos contactos, como acontece com os outros tipos de relés [5].

As proteções digitais são baseadas na conversão dos sinais analógicos em sinais digitais (conversão A/D), seguida de uma eventual filtragem dos sinais e do tratamento dos dados assim criados para a realização das funções. Os relés digitais apresentam um processador de sinais digital, destinado a implementar as suas funções, e que substitui os circuitos analógicos utilizados nos relés estáticos. A realização das funções de proteção desejadas é feita com base num algoritmo específico. Os transformadores de corrente fornecem uma barreira contra as perturbações e transformam os sinais analógicos numa tensão adaptada, para os circuitos eletrónicos.

Depois de passarem por filtros passivos, os valores analógicos para as correntes e as tensões são introduzidos no dispositivo de conversão A/D. Depois da conversão A/D, os sinais ficam disponíveis na forma digital: valores discretos em instantes separados por intervalos constantes. O número de valores discretos é determinado pela resolução binária do conversor; os intervalos regulares são determinados pela frequência de amostragem. Notemos que o tratamento de vários sinais deve ser feito de modo sequencial.

Depois de uma eventual filtragem digital, esses valores discretos são enviados em série para a unidade de medida, onde é realizada uma análise de Fourier, para extrair as componentes de frequência de 50 Hz, e efetuado, por exemplo, um cálculo da impedância, no caso específico do relé de distância. O resultado é, em seguida, comparado com o valor de regulação adotado. No exemplo considerado do relé de distância, complementarmente, é também realizado um controlo direcional.

Esse controlo inclui uma memória de componente direta para fornecer uma tensão de polarização e, assim, assegurar uma função correta, mesmo com um colapso completo da tensão aquando de um defeito trifásico próximo da localização do relé. Exemplos de relés digitais são mostrados na Figura 9, e na Figura 10 é mostrado uma estrutura simplificada de uma proteção digital [5].



Figura 9: Seleção de relés digitais [11]

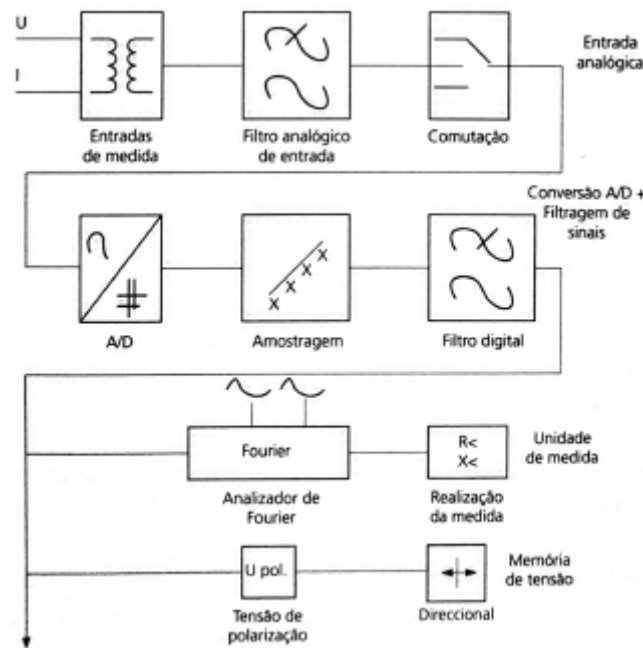


Figura 10: Estrutura simplificada de uma relé digital [5]

Em síntese, as facilidades inerentes à técnica digital conduziram à realização de relés com a constituição de um equipamento universal multifunções.

Desta forma, para além das funções de proteção, encontram-se integradas várias outras funções como por exemplo, medidas, vigilância, perturbografia, entre outras. Os dispositivos de proteção de distância modernos integram todas as funções necessárias para proteger uma linha ou um cabo e assegurar outras funções conexas úteis na gestão de equipamentos.

2.6 Estado da arte

2.6.1 Introdução

O fusível é o dispositivo de proteção mais antigo e simples de todos, contudo, as limitações técnicas, tais como, o facto do dispositivo ser de disparo único exige que o fusível queimado seja substituído antes de ser recolocado em serviço, o que implica um atraso e a necessidade de ter os fusíveis sobressalentes corretos e pessoal de manutenção que deve substituir os fusíveis no campo.

É possível, no entanto, fornecer um fusível de disparo múltiplo instalando vários fusíveis em paralelo e fornecendo um mecanismo de disparo para que a queima de um fusível automaticamente se transfira para outro, contudo, isso iria implicar outro tipo de custo. Isto porque quando um defeito monofásico à terra num circuito trifásico causar a queima de um fusível, desenergizando apenas uma fase, faz com que os equipamentos conectados, tais como motores, permaneçam nas restantes duas fases, com subsequente aquecimento excessivo e vibrações devido ao desequilíbrio na alimentação de tensão, até ao facto de não ter uma temporização regulável, conduziu à conceção dos relés de proteção [5, 9].

A tecnologia dos relés sofreram mudanças significativas nos últimos 30 anos, passando sucessivamente do fusível ao relé eletromecânico, para o relé estático ou eletrónico, para o atual relé digital.

O relé eletromecânico em todas as suas diferentes formas tem sido sucessivamente substituído por relés estáticos e digitais, e cada mudança traz reduções não só em tamanho como também em melhorias nas suas funcionalidades. Simultaneamente, os níveis de confiabilidade foram mantidos ou até mesmo melhorados e houve um aumento significativo da disponibilidade, devido à aplicação de técnicas não disponíveis nos relés mais antigos. Isso representa uma grande conquista para os envolvidos no *design* e fabricação de relés [10].

A figura 11 demonstra uma das razões para a importância da evolução tecnológica.

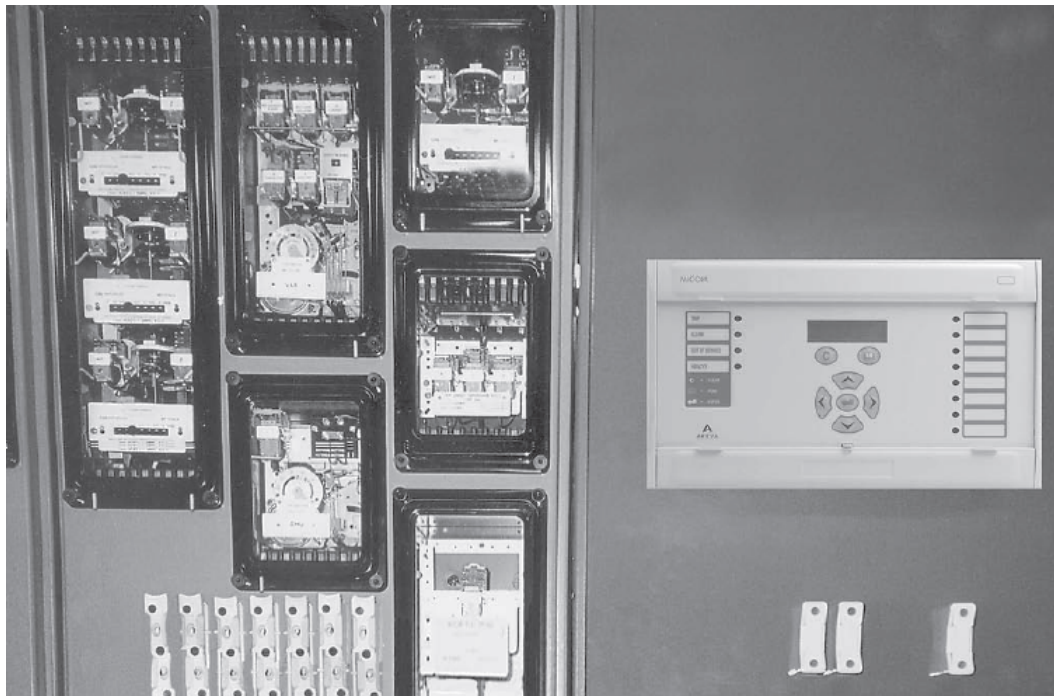


Figura 11: Necessidade de espaço para tecnologias diferentes e com as mesmas funcionalidade [11]

2.6.2 Relés eletromecânicos

Os relés eletromecânicos foram os primeiros relés a serem utilizados na proteção de sistemas de potência e sua existência tem cerca de 100 anos [10].

Representam uma tecnologia bem estabelecida que é ainda bastante utilizada em aplicações, no domínio da proteção das redes elétricas. Para funções de ligação e desligação de circuitos em certas utilizações, onde os contactos de saída têm de conduzir correntes substanciais, e em contactos que têm de estabelecer correntes de valores importantes e para funções simples, como, por exemplo, máxima de intensidade na qual não há necessidade absoluta de alimentação auxiliar, salienta-se que estes relés ainda são utilizados. [5, 10].

2.6.2.1 Vantagens e desvantagens

As vantagens são as seguintes [5, 10]:

1. Grande disponibilidade graças à simplicidade;
2. Grande duração de vida, devido à robustez;
3. Oferece um isolamento galvânico entre as entradas e saídas, de uma maneira simples, barata, fiável e robusta;

4. Para funções de ligação e de desligação de circuitos em certas utilizações, onde os contactos de saída têm de conduzir correntes substanciais, e em contactos que têm de estabelecer correntes de valores importantes e para funções simples, como, por exemplo, máxima de intensidade na qual não há necessidade absoluta de alimentação auxiliar.

Os inconvenientes são [5]:

1. Deriva na seletividade e nas temporizações (afrouxamento da mola, por exemplo);
2. Manutenção considerável;
3. Volumoso.

2.6.3 Relés estáticos

Os relés estáticos também podem ser chamados de relés eletrónicos, porque utilizam eletrónica analógica. Foram introduzidos nos primeiros anos da década de 1960, exigem uma fonte de alimentação C.C fiável, e medidas para prevenir os estragos que podem ser provocadas pelas interferências elétricas (sinais a altas frequências produzidas pelas manobras de seccionadores, por exemplo, ou pelo efeito dos curto-circuitos) às quais a sua eletrónica é muito sensível.

Ao contrário dos relés eletromecânicos, a parte central dos relés estáticos não possui armaduras ou outros elementos móveis na elaboração das características operacionais. As únicas partes móveis são os contactos dos relés auxiliares de saída. Os relés estáticos asseguravam não somente tempos de reação muito reduzidos, mas também uma grande precisão dos tempos de operação e de retorno ao repouso num domínio extenso das características de operação, o que deixava antever, por exemplo, uma possibilidade de redução sensível dos intervalos de tempo entre escalões de temporização dos relés de distância (também chamados zonas de operação) [5].

O seu *design* é baseado no uso de dispositivos eletrónicos analógicos em vez de bobinas e ímãs para criar a característica do relé. As primeiras versões usavam dispositivos discretos, como transistores e diodos com resistores, capacitores e indutores. Contudo, avanços na eletrónica permitiram o uso de linear e digital circuitos integrados em versões posteriores para processamento de sinal e implementação de funções lógicas. Embora os circuitos básicos eram comuns a vários relés, cada função de proteção tinha seu próprio caso, funções tão complexas exigiam vários casos de interconexão de *hardware*. A programação do usuário era restrita a funções básicas de ajuste das curvas características do relé. Portanto, eles podem ser considerados como uma substituição eletrónica aos relés eletromecânicos, com alguma flexibilidade nas configurações e alguma economia nos requisitos de espaço [10].

Vários problemas de *design* tiveram de ser resolvidos com relés estáticos, como a necessidade de uma confiável fonte de energia C.C e medidas para evitar danos a circuitos eletrônicos vulneráveis. As subestações apresentam ambientes particularmente hostis aos circuitos eletrônicos devido à interferência elétrica de várias formas que são comumente encontrados, como operações de comutação e o efeito de falhas. Embora a utilização da alimentação em C.C possa ser produzida a partir das medições dos relés, isso ocasiona a desvantagem de aumentar na carga do TI ou TT, e um mínimo de corrente e tensão abaixo da qual o relé não funcionaria. Isto afeta diretamente a sensibilidade do relé. Dito isto, a disposição de uma fonte de alimentação independente, altamente confiável e segura foi uma consideração importante.

Para evitar o mau funcionamento ou destruição de dispositivos eletrônicos durante defeitos ou operações de comutação, circuitos sensíveis são armazenados em uma caixa blindada para eliminar o curto-circuito e interferências irradiadas. Os dispositivos também são sensíveis à Descarga eletrostática (ESD), exigindo precauções especiais durante o manuseio. O dano ESD pode não ser imediatamente aparente, mas pode causar, posteriormente, um defeito prematuro do relé. Portanto, instalações de fabricação de relés estáticos são diferentes comparativamente com as dos relés eletromecânicos. A calibração e reparo deixou de ser uma tarefa realizada em campo sem equipamentos especializados [10].

2.6.3.1 Vantagens e desvantagens

As vantagens dos relés estáticos em comparação aos relés eletromecânicos revelam-se nas características seguintes [5]:

1. Uma grande flexibilidade na realização das características de operação;
2. Rapidez de funcionamento;
3. Melhor sensibilidade;
4. Grande reprodutibilidade;
5. Pouca manutenção;
6. Fraco consumo nos circuitos de potência.

As desvantagens são:

1. Fiabilidade média devido à complexidade do conjunto;
2. Grande suscetibilidade a transitórios, mesmo de fraca amplitude, fazendo com que os relés requeiram um maior cuidado com o isolamento da instalação contra sinais parasitas;

3. Grande suscetibilidade à temperatura e, por conseguinte, funcionamento num domínio de temperatura mais estreito do que os relés eletromecânicos;
4. Tempo de vida útil muito reduzido;
5. Necessidade de uma alimentação em baixa tensão (bateria de acumuladores);
6. Sensibilidade às sobretensões;
7. Fraca potência de saída.

2.6.4 Necessidade de evolução dos eletromecânicos para estáticos

Com a evolução das redes considerada no estudo apresentado por Manuel Delgado (2002) [5], a uma certa altura, a medida das correntes em regime transitório tinha-se tornado um problema de grande importância para os fabricantes de material e exploradores de redes. Os seguintes argumentos eram citados:

O aumento das correntes de curto-circuito até valores de 40000 e até mesmo de 60000 A, impunha tempos de eliminação dos defeitos extremamente curtos para assegurar a estabilidade do conjunto da rede. Ao mesmo tempo, alguns técnicos citavam o valor de 150 ms como limite máximo do tempo global de eliminação de um defeito (incluindo o disjuntor), o que exigia uma rapidez de operação da proteção da ordem de 1 a 2 períodos, mas também uma aptidão de medida correta durante o primeiro período de regime transitório da perturbação.

Esta tendência para atingir um funcionamento das proteções em 1 período, foi intitulada por alguns, de "corrida ao período". Essa ordem de grandeza, de aproximadamente 150 ms, era confirmada por exploradores de outras redes e, especialmente, de certas redes americanas [5].

Com os grupos daquela época (de potência unitária de 125 MW) instalados nessas redes, a estabilidade do conjunto do sistema elétrico era mantida se o curto-circuito trifásico fosse eliminado entre 0,5 e 0,6 s, no entanto, depois de 250 ms, era possível obter uma separação de uma unidade de produção num ponto particular da rede.

Mas, como nas referidas redes, já estava prevista a instalação de grupos de 250 MW, e até mesmo de grupos de 600 MW, essa nova situação iria implicar a necessidade de redução da duração máxima admissível para os curto-circuitos e iria aproximar a rede considerada do valor já estabelecido em vários países estrangeiros.

A medida da corrente em regime transitório dentro de um período de 150 ms apresentava dificuldades novas porque exigia, por um lado, uma rapidez de medida tal que as *performances* máximas dos relés eletromecânicos, disponíveis na altura, eram atingidas, por outro lado, devia conservar uma exatidão de medida da ordem de alguns pontos percentuais, apesar duma taxa crescente de saturação dos transformadores de medida à qual se sobrepunha a influência nefasta de certos fatores, tais como a componente aperiódica.

O aparecimento dos relés estáticos, que asseguravam não somente tempos de resposta muito reduzidos, mas também uma grande precisão dos tempos de funcionamento e de retorno num domínio alargado das características de funcionamento, deixou entrever uma possibilidade de redução sensível dos intervalos de tempo entre escalões de temporização dos relés de distância (chamados zonas de distância).

Nos países em que as teletransmissões eram utilizadas com parcimónia, esta nova vantagem era apreciada tanto do ponto de vista da estabilidade da rede, como do ponto de vista da solicitação térmica do material de equipamentos, nomeadamente em caso de falha da proteção principal de zona 1 [5].

Alguns especialistas citavam para o relé estático o valor de 160 ms como um intervalo de tempo possível entre dois escalões de temporização dos relés de distância, quando o valor para os relés eletromecânicos disponíveis, considerado naquela época era de 500 ms, o que resumidamente, por outros termos, a proteção de socorro ou de reserva) de zona 3 poderia intervir nos 600 ms, se fosse utilizada uma proteção estática, a comparar com a temporização habitual naquela época de 1,7 a 2 s dos relés electromecânicos. Numa mesma perspetiva, a zona 2 poderia ser regulada em 0,25 em vez de 0,6 s.

A conclusão foi que havia interesse em adotar um tempo de base de zona 1 o mais curto possível, se o objetivo era o de aproveitar ao máximo as *performances* oferecidas pelos relés estáticos na via da compressão dos tempos de ação dos diferentes escalões de temporização.

Esses dois primeiros argumentos supracitados - aumento das potências de curto-circuitos e tendência para a diminuição dos tempos seletivos - justificavam por si sós concentrar a atenção no primeiro período de regime transitório de uma perturbação, até porque o funcionamento dos relés em um ou dois períodos, já se tinha tornado realidade naquela época [5].

Nessa altura, os relés eletromecânicos mais modernos podiam funcionar em menos de dois períodos graças a certas precauções (relés a três sistemas de medida sem comutação), e os relés de distância a retificadores podiam atingir mais facilmente um tempo mínimo de funcionamento da ordem de um período.

No que tocava aos relés estáticos, a utilização dos circuitos a transístores e dos novos princípios de medida permitia facilmente um tempo de base de um período em toda a gama das características de funcionamento e sem atingir o limite extremo da *performance* garantida.

Do mesmo modo, certos estudos efetuados nas redes consideradas no trabalho mencionado, mostravam, por exemplo, que a maior parte dos motores síncronos aceitavam cavas de tensão de 90 a 100 % de amplitude durante 0,25 s nas mais difíceis condições de funcionamento. Tornava-se, assim, interessante poder organizar a proteção do conjunto da rede de maneira a assegurar a eliminação de todo o defeito em menos de 0,25 s, quaisquer que fossem o seu carácter e a sua posição. Digamos para terminar que, embora a referida "corrida ao período" tivesse sido temperada pelo tempo de funcionamento dos disjuntores naquela época - que se situava num valor médio de três períodos, mas que poderia ser reduzido num futuro previsível - a adoção de um tempo de base de um período para a proteção, continuava a ser desejável pois o tempo de base impunha-se do ponto de vista da estabilidade e condicionava a redução das temporizações dos outros escalões (0,25 s desejados para a zona 2 e 0,5 a 0,6 s para a última zona de reserva) [5].

2.6.5 Relés digitais

Os relés de proteção digital introduziram um avanço na tecnologia. Microprocessadores e microcontroladores substituíram circuitos analógicos utilizados em relés estáticos para implementar as funções de relé. Os primeiros exemplos foram introduzidos por volta de 1980 e com melhorias na capacidade de processamento, são ainda uma tecnologia atual para muitas aplicações. [10].

Os relés digitais introduziram a conversão analógica para digital (A/D) de todas as variáveis analógicas medidas e utilizam um microprocessador para implementar um algoritmo de proteção. Esse microprocessador usa técnicas de cálculo ou a Transformada Discreta de Fourier (DFT) para implementação do algoritmo. Contudo, a sua funcionalidade tende a ser limitada apenas à função de proteção. Comparativamente com os relés eletromecânicos ou estáticos, os relés digitais têm uma gama mais ampla de configurações, de maior precisão, e um canal de comunicação para um computador remoto.

Os relés digitais, geralmente, contêm microprocessadores de 8 ou 16 bits, que foram mais tarde utilizados em *modems*, controladores de disco rígido ou sistemas de gestão de motores. A capacidade limitada dos microprocessadores restringem o número de amostras da forma de onda por ciclo que podem ser medidos. Isso limita a velocidade de operação do relé para certas aplicações. Dito isto, um relé digital se for utilizado para uma função particular de proteção poderá ter uma operação muito mais lenta do que um relé estático equivalente.

No entanto, o tempo extra não é significativo em termos de tempo total de atuação e seus possíveis efeitos na estabilidade do sistema de potência [10].

2.6.5.1 Vantagens e desvantagens

As suas vantagens são [5]:

1. Flexibilidade, graças à potência de cálculo e à capacidade de memória;
2. Elevada precisão de medida devido à filtragem digital e aos algoritmos de medida otimizados;
3. Disponibilidade de informação detalhada do funcionamento;
4. Grande reprodutibilidade devido ao processamento digital;
5. Autocontrolo e sinalização das indisponibilidades;
6. Reduzido consumo em VA;
7. Algoritmos potentes para aumentar a segurança;
8. Grande número de funções auxiliares, tais como, por exemplo, o controlo de carga, o registo de acontecimentos ou de defeitos e controlo da temperatura;
9. Conceção compacta e custos mais baixos devido à integração de várias funções num único relé, o que levanta, no entanto, um risco de defeito de redundância;
10. Novas possibilidades de comunicação, com um elevado nível de sistemas de controlo, utilizando protocolos estandardizados de acordo com a CEI, via comunicação Ethernet;
11. Extração simples e fiável de informação através de uma interface série com um computador local ou à distância;
12. Grande disponibilidade, mesmo com pouca manutenção, devido ao autocontrolo integrado.

A nível de desvantagens, apontam-se as seguintes:

1. Possibilidade de pouca redundância de *hardware* (proteções integradas) devido à tendência para a integração de muitas funções, com risco de diminuição da fiabilidade;
2. A filtragem digital consome tempo (1 período, geralmente);
3. Elevado custo relativo para funções simples;

4. Envelhecimento rápido (duração de vida relativamente curta);
5. Necessidade do acompanhamento regular do "software" ('upgrades');
6. Comunicação complexa;
7. Sensibilidade às perturbações.

2.6.5.2 Dados históricos

Foi mencionado anteriormente aquilo a que se chamou de "corrida ao período". No entanto, nessa época já se pensava em ir ainda mais longe, prevendo um funcionamento na ordem do "quarto de período" (5 ms) o que, podia parecer uma utopia. E claro que, de facto, era difícil afirmar que não se trataria de uma. Mas essa nova etapa estava condicionada pela introdução da automatização nas instalações dos produtores e distribuidores de energia elétrica.

Como a gestão das redes se tinha tornado um tema de atualidade por razões de rentabilidade e de segurança, isso deveria implicar a utilização mais generalizada de calculadores de processos digitais e, por arrastamento, essa realidade poderia abrir o caminho a novas conceções nos princípios de funcionamento das proteções. Foi por esta razão que já tinham aparecido certas aplicações que utilizavam circuitos ou sinais lógicos, seja na conceção de proteções diferenciais para barramentos, seja para a elaboração de uma proteção de reserva. Essas realizações constituíam em si calculadores simples, centralizando um certo número de informações de "estado", tais como estado aberto ou fechado dos disjuntores, presença ou não de uma sobreintensidade, posição de um contacto de um direcional, entre outros [5].

Ao mesmo tempo que ocorria este desenvolvimento das proteções estáticas, certos fabricantes pensavam já na utilização da tecnologia digital para a medida das grandezas características de uma perturbação, para assim realizarem aplicações no domínio das proteções das redes. É possível citar os trabalhos de M.G.D. Rockefeller, da Westinghouse Electric Corporation que, naquela altura (1969), já descrevia um método de conversão dos parâmetros analógicos a forma digital por amostragem, a todos os 0,5 ms, dos valores instantâneos das sinusóide e das correntes e tensões.

No entanto, numerosas dificuldades ficavam por ultrapassar, pois se tratava de efetuar a medida correta de várias centenas de parâmetros em menos de 5 ms, com um erro máximo de alguns pontos percentuais tendo em conta as precauções a tomar em relação aos fenómenos parasitas e as operações de controlo a prever a todos os 0,5 ms, a fim de assegurar a fiabilidade do programa geral. A ideia de Rockefeller passava por propor um computador digital que assegurasse a proteção para a totalidade da subestação. A razão dessa concentração era, provavelmente, o custo elevado dos computadores digitais naquela altura, o que tornava necessário utilizar o computador para várias tarefas de maneira a justificar o elevado investimento requerido.

É de notar, que os computadores não eram suficientemente rápidos para realizar todas as funções de proteção, o que retardou a aplicação de diversos algoritmos de proteção que Rockefeller estudou e que são ainda atualmente analisados e discutidos. As proteções estáticas apareceram nos anos 1960, e as primeiras aplicações com os relés digitais foram feitas nos anos 1980 [5].

2.6.6 Evolução futura

O desenvolvimento das várias gerações de equipamentos de proteção baseadas no uso de relés: relés eletromecânicos seguidos, nos princípios dos anos 1960, para os relés estáticos que utilizam componentes eletrônicos discretos, até se chegar a uma terceira geração nos anos 1970, com os relés estáticos que já utilizavam circuitos integrados e amplificadores operacionais.

Evoluiu para uma quarta geração, a mais avançada, e atualmente disponível com as proteções digitais que foram descritas atrás.

Atualmente, encaminhamos-nos para uma quinta geração, que apresenta uma integração de proteção, medida, controlo e comunicação num sistema de controlo e proteção para toda a subestação. É necessário realçar, que há a probabilidade de muitos exploradores de rede hesitarem em aceitar a integração das proteções nos sistemas de controlo-comando digitais [5].

2.7 Classificação dos relés

O objetivo fundamental da proteção do sistema é isolar uma área problemática no sistema de energia rapidamente, de modo que o choque para o resto do sistema seja minimizado e, tanto quanto possível, deixado intacto. Dentro deste contexto, existem cinco facetas básicas da aplicação do relé de proteção.

Os relés podem ser classificados de várias maneiras, como por função, entrada, características de desempenho ou princípios operacionais. A classificação por função é a mais comum.

Existem cinco tipos funcionais básicos: (1) proteção, (2) regulação, (3) religamento, verificação de sincronismo e sincronização, (4) monitorização, e (5) auxiliar [13].

2.7.1 Relés de proteção

De todos os equipamentos de proteção, destacam-se os relés de proteção, que têm a função de detetar e remover os defeitos que possam ocorrer em qualquer um dos equipamentos pertencentes ao SEE, devendo estes proteger o sistema e garantir a continuidade de serviço, minimizar danos e custos de reparação onde são detetados defeitos e garantir a proteção de pessoas [10].

Um relé de proteção deverá proteger as diferentes zonas, atuar como proteção primária na sua respetiva zona de proteção, ou seja, deve ser a primeira a atuar de forma mais rápida do que uma proteção localizada a montante. A proteção deve proteger também as zonas adjacentes, atuando como proteção secundária, de *backup*, a qual deve atuar caso a proteção primária não atue, a coordenação entre a proteção primária e secundária é realizada através de um espaçamento de um determinado intervalo de segurança Δt , que garanta a ordem correta de operação mencionada [13].

Em geral, os relés não evitam danos ao equipamento, eles operam após alguns danos já ter ocorrido, mas, dado que o seu objetivo é limitar, na medida do possível, danos adicionais aos equipamentos, de modo a minimizar o perigo para as pessoas, reduzir o stress em outros equipamentos e, acima de tudo, para remover o equipamento defeituoso do sistema de energia o mais rapidamente possível para que a integridade e a estabilidade do sistema restante seja mantida. O aspeto de controle dos sistemas de relé também ajudam a retornar o sistema de energia a uma configuração aceitável para que o serviço aos clientes possa ser restaurado [9].

Existem dois dispositivos básicos empregados na proteção de sistemas elétricos de qualquer natureza: os fusíveis e os relés [7].

Os fusíveis são dispositivos que operam pela fusão do seu elemento metálico construído com características específicas de tempo $\times$ corrente.

As limitações técnicas dos fusíveis conduziram à conceção de relés de proteção, que visam ser equipamentos de deteção de defeitos, geralmente inseridos no circuito secundário dos transformadores de medida (e), e como não teriam a função de corte, esta última função é remetida para um disjuntor, este inserido no circuito primário das instalações [5].

O acionamento de um disjuntor, é provocado pela ação dos relés de proteção, o mecanismo de disparo pode ser um solenoide com uma alavanca atuando diretamente no mecanismo de trava ou uma válvula operada eletricamente. A potência necessária para a bobina de acionamento do disjuntor pode variar de 50 W para um pequeno disjuntor de distribuição, até 3 000 W para um grande disjuntor de Extra alta tensão (EAT) [10].

Os relés de proteção são aplicados em todas as partes do sistema de energia: geradores, barramentos, transformadores, linhas de transporte, linhas de distribuição, cargas, bancos de condensadores e reatâncias [13].

O relé de proteção determina a operação automática de corte de uma instalação sempre que se verifiquem as condições que devem fazer atuar a proteção. São elementos sensíveis a diferentes situações de avaria e que, na presença destas, transmitem ordens de disparo aos aparelhos de corte que devem isolar a parte da rede avariada. O disparo do relé pode ser mecânico ou elétrico.

No caso do relé mecânico, face à situação de avaria que deteta, o relé atua provocando o movimento de uma peça que se encontra ligada ao aparelho de corte determinando o seu disparo.

No caso do disparo elétrico, o aparelho de corte é disparado através da atuação de um circuito elétrico em que se inserem contactos comandados pelo relé de proteção [1].

Um relé de proteção é, portanto, um equipamento elétrico concebido para controlar certas grandezas dos circuitos elétricos e provocar o disparo de um ou vários disjuntores, no caso dessas grandezas, pelo aparecimento duma anomalia, saiam dos limites fixados [5].

Cada relé de proteção possui uma ou mais características técnicas que o definem para exercer as funções básicas, dentro dos limites exigidos pelos esquemas de proteção e coordenação, para cada sistema elétrico em particular.

Os relés de proteção apenas são acionados após uma condição anormal ou intolerável ter ocorrido, com indicação suficiente para permitir a sua operação [13].

2.7.1.1 Tipos de relés de proteção

Existem diversos tipos de relés de proteção, nomeadamente [7]:

1. Relés de sobreintensidade (50/51);
2. Relé diferencial de corrente (87);
3. Relé direcional (67);
4. Relé de distância (21);
5. Relé de sobretensão (59);
6. Relé de subtensão (27);
7. Relé de tensão (27/59);
8. Relé de religamento (79);
9. Relé de frequência (81);
10. Relé de sincronismo (25);
11. Relé de tempo;
12. Relé para proteção de motor (multifunção);
13. Relé de imagem térmica (49);
14. Relé térmico;

15. Relé auxiliar de bloqueio (86);
16. Relé multifunção;
17. Relé anunciador (30).

A tabela com as funções de proteção e manobra está apresentada no anexo A.

Os relés de sobreintensidade temporizados, funções ANSI 50/51, são usados inicialmente para proteger os sistemas de transporte. No entanto, como se sabe que esses relés respondem apenas à magnitude da corrente, o desempenho desse tipo de proteção é ruim, e as desvantagens aumentam à medida que as linhas de transporte se tornam mais longas e os sistemas elétricos se tornam mais sofisticados. Devido a esses desafios, os relés de distância, cuja duração de atuação é proporcional à distância entre o ponto de instalação do relé e o ponto de defeito, são uma boa escolha. A tensão e a corrente do circuito protegido são usadas para alimentar esses relés.

Para esclarecer a utilização de relés de distância, é necessário entender que a tensão no ponto do defeito é praticamente zero, mas à medida que se afasta do ponto de defeito no sentido da fonte, esta tensão tende a aumentar devido à queda de tensão na linha de transporte. Assim, os relés de distância processam a tensão aplicada em seus terminais, ligados através de ao sistema de proteção, e à corrente de defeito que circula no mesmo ponto, resultando na conhecida expressão V/I , origem do nome do relé, já que essa grandeza permite determinar a distância de um circuito qualquer de um alimentador a partir da impedância unitária do condutor utilizado. Se a impedância medida no relé for inferior ao seu valor ajustado, ocorrerá a sua operação [7].

Dito isto, resumidamente, o relé de distância é o relé de proteção mais utilizado no mundo pelas seguintes razões [5]:

1. A simplicidade do seu princípio de medida;
2. A autonomia relativa em relação aos circuitos de comunicação entre as duas extremidades da linha a proteger. Esta propriedade deve ser considerada uma das vantagens mais importantes do sistema de proteção de distância, pois ele funciona, maioritariamente, com uma boa eficácia e seletividade, mesmo se o circuito de comunicação estiver fora de serviço por uma razão qualquer;
3. O facto de que, para além da sua função principal, também apresenta uma função de socorro em escalonamento do tempo (proteção de reserva), o que representa uma vantagem quando comparada, por exemplo, à proteção diferencial;

4. A sua regulação (alcance) é uma função da impedância do circuito a proteger e também independente do funcionamento da rede e, num largo domínio, dos níveis de correntes de defeito;
5. Possibilidade de funcionar para valores de corrente de defeito próximos ou inferiores à corrente de carga máxima.

2.7.2 Relés de regulação

Os relés de regulação estão associados a mudanças na relação de transformação do transformador, de modo a controlar os níveis de tensão com cargas variadas. Os relés reguladores são usados durante a operação normal do sistema e não respondem a defeitos, a menos que permaneçam no sistema por um período prolongado, o que não é normal [13].

2.7.3 Relés de religamento de sincronismo ou sincronização

Os relés de religamento, analisadores de sincronismo e relés de sincronização eram anteriormente classificados como relés de programação, mas como este termo é agora amplamente utilizado num contexto relacionado aos computadores, uma mudança de nome foi feita. Relés deste tipo são usados na energização ou restauração de linhas para serviços após uma interrupção e na interconexão de partes pré-energizadas de sistemas [13].

2.7.4 Relés de monitorização

Os relés de monitorização são usados para verificar as condições no sistema de energia ou no sistema de proteção. Exemplos em sistemas de energia são detetores de defeitos, analisadores de tensão, ou unidades de deteção de direção que confirmam as condições do sistema de energia, mas não deteta diretamente o defeito ou o problema. Em um sistema de proteção, eles são usados para monitorizar tanto a continuidade de circuitos, como fios piloto e circuitos de disparo. Em geral, as unidades de alarme servem como funções de monitorização [13].

2.7.5 Relés auxiliares

As unidades auxiliares são utilizadas por vários motivos dentro de um sistema de proteção. Existem, geralmente, dois tipos de categorias: multiplicação de contacto e isolamento de circuito. Em sistemas de relés e controle há requisitos frequentes para (1) mais saídas para disparos múltiplos, alarmes e operação de outros equipamentos, como gravação e aquisição de dados, bloqueio, e assim por diante, (2) contactos que irão tratar correntes ou tensões mais altas nos sistemas secundários, e (3) elétrica e isolamento magnética de vários circuitos secundários [13].

2.8 Conclusão

O sistema de proteção não só é fundamental para garantir o funcionamento do fornecimento da energia elétrica, como também para a segurança das pessoas e dos equipamentos que compõem um sistema elétrico.

A rede elétrica apresenta uma elevada complexidade, e de modo a garantir a continuidade da distribuição de energia, com seletividade, coordenação e atuação, por parte dos sistemas de proteção, aquando um defeito, o sistema de proteção está separado em diferentes zonas de proteção de modo a atender às diferentes necessidades e requisitos de cada parte da rede.

O sistema de proteção é constituído pela deteção, medição e atuação. O relé está presente no sistema de medição, se ocorrer uma anomalia, os valores saíam dos valores desejados e envia as ordens de disparo para o equipamento de corte, o disjuntor, ou seja, representa um grande peso e influência no correto funcionamento e proteção do sistema, o que demonstra a sua importância para com o seu correto dimensionamento e parametrização.

Devido às diferentes possíveis aplicações deste equipamento e tecnologias, tornou-se crucial classificar vários tipos de relés de proteção modo a atender aos diversos requisitos e necessidades de cada parte da rede.

Existem, nomeadamente, dezassete tipos de relés de proteção diferentes, dado o tema deste documento, o único que será abordado e estudado mais aprofundadamente será o relé de distância.

Ainda assim, este equipamento representa uma grande importância para com a minimização dos estragos, a probabilidade do defeito se propagar e envolver outro equipamento, o tempo que o equipamento fica inativo, a necessidade de reservas, as perdas de renda e o agastamento de relações públicas, enquanto o equipamento está fora de serviço.

Por todas as razões mencionadas, o relé constitui uma das mais poderosas ferramentas de proteção, cuja ampla gama de dispositivos que oferecem proteção aos sistemas elétricos nas mais diversas formas: sobrecarga, curto-circuito, sobretensão, subtensão, entre outros.

Desta forma, para haver estabilidade no sistema é de extrema importância a implementação de proteções elétricas rápidas, seletivas e de grande fiabilidade, devido ao aumento na dimensão, complexidade e potência mencionada, juntamente com sua estrutura hierarquizada.

Capítulo 3

Proteção de linhas aéreas

3.1 Introdução

Uma proteção de linhas deve garantir não só que o defeito seja totalmente eliminado o mais rapidamente possível, assim como também que seja isolada uma única secção, de preferência, a menos extensa possível, cujos defeitos mais importantes a eliminar, são os curto-circuitos entre fases e a terra. Entre os múltiplos sistemas de proteção possíveis, ainda hoje existem soluções-padrão comuns para os vários tipos de redes [4].

Assim, uma classificação grosseira das redes, pode ser feita com base na tensão [14, 15, 16, 17]:

1. Rede de distribuição - é constituída por infraestruturas de AT, Média tensão (MT) e Baixa tensão (BT). A rede de AT tem um nível de tensão de 60 kV, enquanto a rede de MT possui níveis de tensão de 6 kV, 10 kV, 15 kV e 30 kV, e a rede de BT de 230/400V.
2. Rede de transporte – Maior parte desta rede está a MAT com níveis de 150 kV, 220 kV ou 400 kV, no norte do país também há uma linha explorada a 132 kV. Nos troços de rede em AT, teremos tensões entre 60-150 kV. Apresenta uma elevada fiabilidade e uma topologia de rede em exploração malhada, sendo constituída maioritariamente por linhas aéreas, no entanto existem, na região

da Grande Lisboa e do Grande Porto, troços em cabo subterrâneo, explorados a 150 kV e 220 kV.

3. Rede de interligação - têm como finalidade assegurar a ligação entre redes de transporte, mas também entre redes de distribuição interligadas com 220 kV ou 400 kV.

As linhas de transporte são os elementos do sistema elétrico que transporta a energia produzida até às subestações abaixadoras, instaladas próximas aos grandes centros de carga. As proteções das linhas de transporte devem utilizar, relés de proteção muito rápidos, cuja aplicação depende da transporte de dados entre os dois terminais que estão a quilómetros de distância, envolvendo custos adicionais elevados com a utilização de equipamentos e meios transmissores das informações, tais como onda portadora (carrier).

As linhas de transporte de grandes extensões são vulneráveis às incidências de defeitos devido a eventos mais significativos tais como, vandalismos, descargas atmosféricas, defeitos de curto-circuito, incêndios, e vendavais. De modo a minimizar os efeitos destes eventos, as linhas de transporte são protegidas ao longo do seu percurso e nas duas extremidades pelos seguintes dispositivos: Cabos-guarda posicionados na parte superior das torres, para-raios de sobretensão contra ondas incidentes proveniente de descargas atmosféricas ou de manobras, e disjuntores associados a relés de proteção contra sobreintensidade e sobretensões. [7].

As linhas de transporte com tensões inferiores a 150kV, geralmente, são equipadas com dois tipo de proteções: uma denominada proteção principal, e uma segunda de proteção de socorro ou reserva. Disto isto, existem seis tipos de proteção de linhas de transporte a ter em conta: (1) Proteção de sobreintensidade, (2) Proteção diferencial, (3) Proteção de distância, (4) Proteção contra falhas dos disjuntores, (5) Proteção de tensão e (6) Proteção de frequência [4, 5].

3.1.1 Proteção de sobreintensidade

A proteção contra a intensidade de corrente foi o primeiro sistema de proteção a surgir. O relé de proteção de sobreintensidade é acionado quando a intensidade da corrente ultrapassa o valor de regulação, sem ter em consideração, necessariamente, da direção da circulação da corrente. Este relé de proteção é o mais simples contra as correntes de curto-circuitos e, portanto, foi o primeiro a ser desenvolvido. A partir deste princípio, um sistema seletivo de sobreintensidade foi desenvolvido, sendo esta uma proteção discriminativa de falhas.

Dado o modo de operação da proteção de sobreintensidade, este pode ser considerado como uma proteção básica, e é utilizada praticamente em todos os níveis de tensão, desde que estejam associados a outros tipos de proteção de primeira linha, tais como a proteção de distância, a proteção direcional ou e/ou proteção diferencial.

Não deve ser confundido com a proteção de sobrecarga, que geralmente utiliza relés que operam em tempo e em relação próxima à capacidade térmica da instalação a ser protegida. A corrente de regulação deve ser escolhida de forma ao relé não entrar em operação perante uma corrente de carga máxima no circuito a ser protegido, mas sim de forma a se ter a certeza que efetua a sua operação na presença de uma corrente igual ou superior à corrente de defeito mínima esperada.

Todos os segmentos dos sistemas elétricos são normalmente protegidos por relés de sobreintensidade, que é a proteção mínima a ser garantida, portanto, existe uma grande diversidade de relés que desempenham esta função de proteção. A proteção de sobreintensidade, por outro lado, visa a eliminação de faltas, embora a proteção de sobrecarga possa ser alcançada com os ajustes de calibração comumente utilizados [7, 5, 10].

O efeito mais óbvio de um defeito *shunt* é um aumento repentino da corrente. Como consequência, é utilizada a magnitude da corrente como um indicador positivo da presença de um defeito. Desta forma, não é surpresa, que a proteção contra sobreintensidade seja o tipo mais comum de proteção. Em muitos casos, pode ser a única proteção disponível. A proteção de sobreintensidade não direcional é definida como um tipo de proteção que se baseia exclusivamente na magnitude da corrente e ignora o seu ângulo de fase [18].

A proteção com relé de sobreintensidade é o mais simples e mais económico, apenas utiliza o TI, contudo, é o mais difícil de ser aplicado e o que frequentemente necessita de ajustes, ou até mesmo de substituição à medida que a configuração sistema é alterado. É utilizado para proteção de defeito fase-terra em circuitos de distribuição de concessionários, sistemas industriais, e em circuitos de sub transporte, onde a proteção de distância não possa ser economicamente justificada [4, 7].

Resumidamente, as vantagens e desvantagens deste tipo de proteção são, [5]:

- Vantagens:
 1. Método simples;
 2. Custo reduzido.

- Desvantagens:
 1. Falta de seletividade intrínseca;
 2. Problemas de regulação da intensidade de corrente, tais como por exemplo, para os defeitos com uma característica muito resistiva;
 3. Inadaptação das redes com fontes de dois lados do objeto a proteger, tais como, redes em anel.

O ajuste do relé de proteção de sobreintensidade em linhas de transporte depende das condições operacionais do sistema em um determinado momento, condições tais como o montante da produção, número de linhas de transporte em operação, entre outros. Essas condições implicam uma alteração na impedância do sistema e, por consequência, no valor da corrente de curto-circuito por meio da qual se determina o ajuste do relé de proteção com funções ANSI 50/51. Assim, se for necessário realizar a proteção de uma linha de transporte para um defeito até um determinado ponto do seu comprimento que não afete as proteções instaladas na outra extremidade dessa linha, torna-se uma tarefa árdua utilizar estes relés, visto que a impedância dessa linha tem valores diferentes ao longo de um ciclo de operação no ponto considerado, o que consequentemente fará variar os valores da corrente de curto-circuito, que afetam o módulo da corrente de acionamento [7].

A sua utilização mais usual é para detecção de defeitos em instalações industriais e de Distribuição de MT, tem também algumas aplicações nas Redes a AT e MAT, tais como, em conjunto com a proteção de distância. A utilização da proteção sobreintensidade a tempo constante é limitada pelo seu carácter não direcional e pelo tempo prolongado da regulação, este tempo é superior a 1,5s, o que o torna quase dispensável comparativamente com os tempos de funcionamento de uma proteção principal e das diferentes proteções, agindo como reserva afastado no resto da rede, [5].

3.1.1.1 Proteção direcional de sobreintensidade

Distinguir se o defeito se localiza na frente ou atrás do disjuntor é frequentemente essencial. Isso só é concebível se considerarmos não apenas a amplitude da corrente, mas também a sua fase em relação à tensão no ponto do relé. A proteção é conhecida como proteção de sobreintensidade direcionada em tais casos. Uma proteção de sobreintensidade direcional oferece maior seletividade do que uma proteção de sobreintensidade não direcional [18].

Quando um sistema de potência é composto por uma única linha de transporte conectando duas subestações, em que a fonte de produção é aplicada em apenas uma subestação, não há necessidade de utilização de relés direcionais de sobreintensidade, pois a corrente flui de uma forma unidirecional, ou seja, apenas no sentido da produção para a carga. No entanto, se for instalada uma segunda fonte de produção na outra subestação, já se torna obrigatória a instalação de relés direcionais de sobreintensidade nas duas extremidades da linha de transporte, já que o fluxo de corrente agora pode ser bidirecional.

Sempre que houver dois sentidos de uma linha de transporte, ou se o sistema for em anel fechado, é obrigatório o uso de relés direcionais de sobreintensidade nas extremidades das linhas de transporte, independentemente do número e da localização das subestações. Além disso, quando duas subestações são conectadas por duas ou mais linhas de transporte, devem ser utilizados relés direcionais de sobreintensidade, função 67. [7].

3.1.2 Proteção diferencial

A proteção diferencial é baseada na comparação entre a corrente de entrada e a corrente de saída do equipamento a ser protegido. Deste modo, podemos comparar a amplitude e fase das correntes primárias de cada extremidade do circuito a proteger e emitir uma saída de desarme, se a diferença exceder o valor predeterminado.

Deste modo, a proteção diferencial é uma proteção unitária, ou seja, compara as grandezas que entram com as grandezas que saem do circuito a ser protegido. As proteções unitárias apresentam meios de comunicação entre os relés da mesma extremidade, seja pela utilização da teleproteção, proteções diferenciais, entre outros, e protegem a linha na sua totalidade. Como protege unicamente a linha ou o cabo a ser protegido, ao mesmo tempo que isso representa uma vantagem intrínseca, também é uma limitação, relativamente à proteção de barramento de ligação, assim como à do circuito que vai dos transformadores de corrente ao barramento, e consequentemente, há a necessidade de complementar esta proteção com uma outra, ou seja, a proteção diferencial é uma proteção principal, a ser complementada com uma de reserva, tal como, por exemplo, um relé de proteção de distância sem teleproteção ou um com teleproteção. As proteções unitárias implicam a utilização de um meio de comunicação entre relés de proteção nas extremidades do circuito a ser protegido.

Este método de detecção de defeitos é bastante apelativo quando ambas as extremidades do aparelho estão fisicamente localizadas próximas uma da outra. A situação típica, onde isto acontece, é no caso de um transformador, um gerador ou um barramento. No caso de linhas de transporte, as extremidades estão muito distantes para o relé diferencial ser aplicado diretamente [5, 18].

A eficácia desta proteção depende da precisão destas grandezas consideradas, na gama completa das correntes primárias suscetíveis a serem encontradas. Deste modo, o sistema de proteção em cada extremidade monitoriza as correntes, ao mesmo tempo, por meio de equipamentos de teleproteção, onde estas grandezas são comunicadas, por intermédio de: fios piloto em cabos subterrâneos e integrados nos cabos de guarda, ou feixes hertziano analógicos ou digitais, ou fibra ótica, para comparação, ao sistema de proteção localizado na outra extremidade, [5].

A proteção diferencial pode ser aplicada em todas as linhas, mesmo com múltiplas extremidades, desde que disponha dos meios e dos equipamentos de comunicação para tal. A escolha do meio de comunicação varia conforme o tipo de proteção, da distância entre as extremidades e do nível de tensão da interferência expectável. Ambas as extremidades estão implementadas em subestações de transformação, onde sofrem de repercussões das interferências eletromagnéticas, dos transitórios de ligação e de desligação de equipamentos de corte e de isolamento, e de descargas atmosféricas, [5].

Às vezes, apresenta-se como uma grande vantagem suplementar para as proteções diferenciais, pelo facto que, ao contrário de, por exemplo, uma proteção de distância, não necessitam de transformadores de tensão. Mas, como se tem, geralmente, necessidade destes tipos de equipamentos por outras razões, tais como, sincronização, medidas, entre outros, a proteção de distância permanece como uma mais valia.

Na rede de transporte e, em menor escala, na rede de distribuição, o comprimento e a configuração das linhas tornam, frequentemente, a aplicação do princípio diferencial pouco económico [5].

3.1.3 Proteção de distância

A proteção mais positiva e fiável, é aquela que compara a corrente que entra com a corrente que sai do circuito, no entanto, em linhas de transporte e geradores, tanto a tensão como o comprimento da linha tornam este princípio pouco económico. Desta forma, um relé de distância invés de comparar a corrente de linha no local com a corrente no extremo desse prolongamento protegido, compara a corrente local com a sua tensão na fase correspondente ou com os seus componentes convenientes.

Para redes de MAT, AT, MT em malha, e com alimentação multilateral, a proteção de distância já está padronizada. Não só apresenta como vantagens, tempos de desligamento curtos, em caso de defeito no prolongamento protegido, como também garante a proteção de barramentos e linhas vizinhas em tempos curtos, utilizando as outras zonas de ajuste disponíveis, como também é independente do fio piloto presente entre as extremidades.

Os relés de distância são menos afetados pela magnitude da corrente de defeito e pela variação da capacidade de produção e configuração do sistema, e deve ser sempre preferido, quando o relé de sobreintensidade se revelar lento ou não seletivo [4].

A vantagem fundamental da proteção de distância, em oposição à proteção de sobreintensidade de fase e neutro, é o alcance até ao defeito ser praticamente independente da variação da impedância da fonte. A proteção de distância é de fácil aplicação e pode ser utilizada na localização de defeitos em circuitos primários.

Em um único esquema, esta proteção pode fornecer funcionalidades de *backup* principal e remota. É ideal para aplicação de religamento de alta velocidade na proteção das principais linhas de transporte neste contexto [10].

A proteção de distância possibilita alcançar a coordenação desejada numa linha de transporte, independentemente de qualquer condição operacional, utilizando relés de distância associados a um esquema de teleproteção, assim como desta forma criar uma proteção unitária [7].

3.1.4 Proteção contra falhas dos disjuntores

Esta proteção, com aplicação na totalidade da subestação, é também chamada de *Breaker Failure Relay* (BFR).

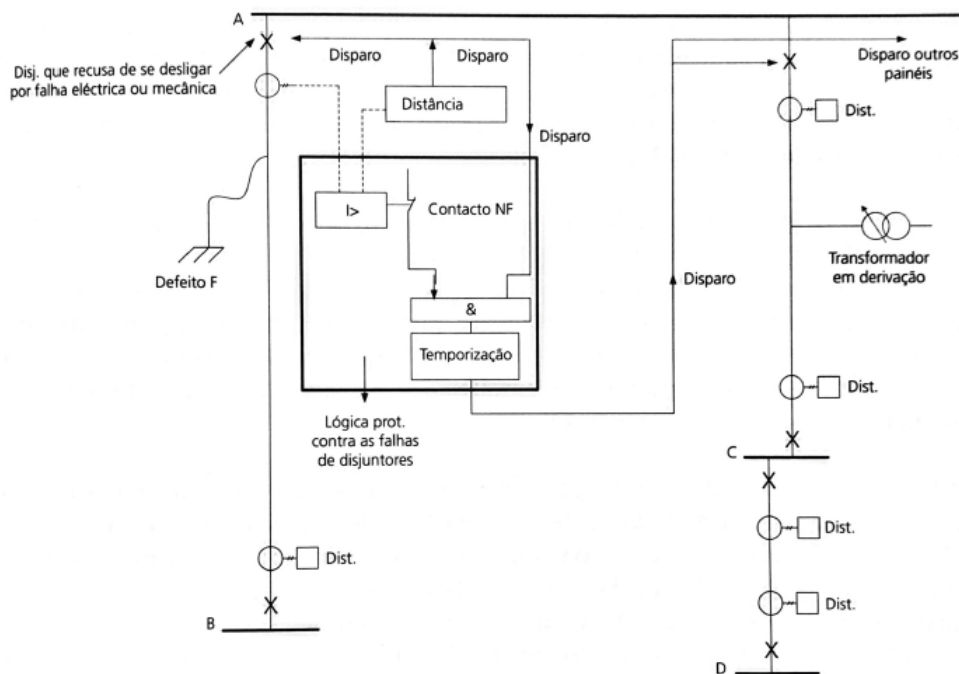


Figura 12: Proteção contra falhas de disjuntores [5]

Através da figura 12 podemos observar que, aquando um defeito no painel de saída AB, a proteção desse painel deve dar uma ordem de disparo no seu disjuntor correspondente que, geralmente, se deve desligar, isolando desta forma o defeito. Suponhamos agora que, por alguma razão ocorreu uma falha mecânica ou elétrica, e o disjuntor se recusa a desligar. É evidente que, o defeito vai continuar a ser alimentado por todos os outros painéis ativos da subestação. Este defeito só seria eliminado pelos relés de distância das subestações vizinhas que operam com a temporização das suas respetivas zonas 2 (0,3...0,5 s).

Tal situação, provocaria alguns constrangimentos na rede, tais como, choques devido a uma queda de tensão durante um tempo prolongado, e/ou interrupção de alimentação de transformadores que se encontrem em derivação nas linhas que chegam de subestações vizinhas [5].

O disjuntor é um elemento fundamental na confiabilidade de um sistema de proteção e, portanto, deve ser dimensionado de modo a atuar quando submetido a condições extremas do sistema de potência. Contudo, o disjuntor é um equipamento complexo constituído por variadas peças mecânicas fixas e móveis, para além de fios, bornes, relés auxiliares, entre outros, que, no seu conjunto, propiciam a sua operação. Considerando a análise de confiabilidade de um sistema de proteção, o disjuntor é o componente com maior índice de falha.

Deste modo, as falhas nos disjuntores podem ser classificadas das duas seguintes formas [7]:

1. Falhas mecânicas: As falhas mecânicas podem surgir por desgaste natural ou prematuros de um ou mais componentes mecânicos, motivadas ou não por falha de manutenção, e também o seu dimensionamento inadequado para suportar as condições mais severas do sistema de potência, onde está inserido

- 1.1. Falhas por desgaste natural ou prematuros

- Quebra da alavanca de manobra;
- Rutura das molas de abertura e fecho;
- Rutura de pinos, parafusos, entre outros;
- Colagem dos contactos principais e auxiliares;
- Falha de vedação das câmaras de extinção de arco.

- 1.2. Falhas por dimensionamento inadequado

- Rutura da câmara de extinção de arco;
- Colagem dos contactos principais.

2. Falhas elétricas: As falhas elétricas podem surgir por desgaste natural ou prematuros dos componentes eletromecânicos, motivadas ou não por falha de manutenção

- Baixa da rigidez dielétrica do óleo isolante na câmara de extinção de arco;
- Baixa pressão na câmara de SF₆;
- Perda de pressão negativa da câmara de vácuo;
- Rutura da bobina de abertura do disjuntor;
- Rutura de contactos elétricos.

Posto isto, como podemos observar, o número de pontos sujeitos a falhas num disjuntor é elevado, e de forma a prevenir estas consequências desastrosas para o sistema de potência, é necessário adotar esquemas de proteção adequados para que se transfira a abertura do alongamento da rede elétrica danificada para os disjuntores instalados mais próximos a jusante e a montante. A proteção de falha de disjuntor é aplicada pela função 50 do relé de sobreintensidade de fase, e para o relé temporizador a função 62, junto à sigla *Breaker Failure* (BF). A função 50BF é específica para o relé de proteção de falha de disjuntor [7].

Assim, através da figura 12, visando evitar a situação apresentada, seria útil dispor de um meio que permitisse o disparo dos disjuntores dos circuitos ativos ligados ao barramento da subestação, no qual um disjuntor se recusou a abrir, e isso, antes da abertura dos disjuntores das extremidades nas subestações vizinhas a jusante, sobretudo as nas linhas de tipo CA, evitar-se-ia a interrupção da alimentação dos transformadores em derivação nessas linhas e também se conseguiria diminuir o choque devido à queda de tensão prolongada.

A característica essencial na deteção da corrente é de ser um relé com tempo de retorno ao repouso muito reduzido. Habitualmente, um valor de regulação em corrente na ordem dos 25% da corrente nominal do painel está ativado em permanência, com os seus contactos na posição fechada. O circuito relativo à ordem de disparo é enviado a todos os disjuntores dos outros painéis do mesmo barramento e ao disjuntor de inter-barras, para provocar então a eliminação do defeito pretendida [5].

3.1.5 Proteção de tensão

O princípio da proteção da tensão é simples, a sua operação ocorre, quer seja temporizada ou não, quando for ultrapassado o valor de regulação do escalão da tensão. Esta proteção reage em duas situações, uma quando baixa da tensão estipulada e/ou regulada, e outra quando há um aumento da tensão.

O funcionamento temporizado quando a tensão sobe acima do valor regulado, tem as seguintes aplicações, [5]:

- Detecção de sobretensão de transformador de potência ou de sobreexcitação de alternador;
- Detecção de máxima tensão homopolar: o disparo temporizado intervém quando a tensão homopolar ultrapassa o valor regulado, tais como, na deteção de defeito à terra numa rede com o neutro isolado;
- Detecção de máxima tensão inversa: o disparo temporizado intervém quando a tensão inversa ultrapassa o valor regulado, tais como na proteção de rutura de um ou dois condutores.

O funcionamento temporizado quando a tensão desce abaixo do valor regulado, tem as seguintes aplicações, [5]:

- Critério de segurança, nos painéis das subestações, para controlar as ordens emitidas pela proteção dos barramentos ou pela proteção contra as falhas dos disjuntores;
- Critério não seletivo de deteção de defeitos;
- Função de disparo local de um painel de linha a AT, tal como proteção de "fonte fraca", em conjunção com um sinal de teleproteção do sistema de teledisparo condicional com ultrapassagem da zona dos relés de distância;
- Função *clearing*, ou seja, uma função que ocasiona o disparo temporizado de um disjuntor, aquando o desaparecimento da tensão por um tempo anormalmente extenso.

Os sistemas de potência estão sujeitos a níveis de sobretensão elevados, resultantes do desequilíbrio entre a quantidade de energia que está sendo produzida e injetada na rede, e a quantidade de energia que está sendo consumida, [7].

Sobretensões elevadas, podem afetar os seguintes elementos:

- Pára-raios: podem ser solicitados a operar numa condição de corrente de descarga na frequência próxima à fundamental;
- Transformadores e geradores: podem ser solicitados a operar com elevados gradientes de potencial e excessivo aquecimento no ferro, o que pode ser minimizado se a sobretensão for acompanhada de sobrefrequência;
- Linhas de transporte: surgimento de descargas elétricas de contorno.

As proteções das linhas de transporte submetidas a estas condições, devem ser aplicadas por relés de sobretensão instantâneos e temporizados, função 59, sensíveis apenas às sobretensões na frequência industrial.

3.1.6 Proteção de frequência

A medida da frequência é baseada na tensão da rede, ou seja, a frequência é medida a partir das passagens pelo zero na onda da tensão, contudo, para se abjugar da influência das variações instantâneas da passagem no zero, tais como aquando um defeito, basear-se-á em valores correspondentes a várias passagens pelo ponto zero na curva da tensão, [5].

As alterações na frequência serão provocadas pelo desequilíbrio entre a produção e o consumo. Um equilíbrio entre eles, é representado por uma variação permitida na ordem de ± 1 Hz.

Se ocorrer um grande consumo comparativamente com a produção, teremos uma instabilidade que se traduz numa diminuição da frequência. No caso desta ser uma frequência baixa lenta, certas ações podem ser efetuadas na produção, se for uma frequência baixa rápida, deve ser tomada uma ação com atenção ao nível da carga, para que garanta eficácia.

Se o contrário, ou seja, uma diminuição do consumo comparativamente com a produção, o que em determinadas situações acontece, tais como, em redes onde existe uma grossa parte da produção de origem hidráulica, isso é um fenómeno inverso de sobrefrequência. Neste caso, é necessário colocar um plano de disparo ou de colocação em marcha em ilhota do grupo afetado.

Esta proteção de frequência apresenta as seguintes aplicações, [5]:

- Proteção de máxima frequência que pode servir para deteção de uma sobre velocidade de um alternador;

- Proteção de mínima frequência que pode servir como uma atenuar para o colapso da rede, ocasionando na desligação dos consumidores, através de uma gradação específica, denominado deslastre.

3.2 Conclusão

A proteção de linhas deve estar sempre dimensionada de modo a que o defeito seja eliminado o mais rapidamente possível, e que afete a menor extensão possível de modo a não propagar o defeito e não possibilitar outras falhas.

A linha de transporte apresenta uma grande vulnerabilidade às incidências de defeito, por essa razão, as linhas de transporte são equipadas de dois tipos de proteção, uma primária e uma secundária ou de *backup*. Existem seis tipos de proteção das linhas de transporte, cada uma com uma determinada função, com vantagens e desvantagens, que devem ser levadas em consideração, ao selecionar a proteção primária e a secundária, de forma a se complementarem e a não anular nem prejudicar a seletividade e coordenação.

É de notar que essas vantagens e desvantagens ao longo do tempo foram desenvolvendo consoante o tipo de linha, soluções padrões em comum para cada tipo.

A proteção de distância já está padronizada para proteção de linhas em redes de MAT, AT e MT em malha, para além do relé de distância ser vantajoso por ser menos afetado pela magnitude de corrente de defeito e pela variação da capacidade de produção e configuração do sistema, apresenta também muitas outras vantagens, tais como, tempo de desligamento curtos, garante a proteção do barramento e de linhas vizinhas em tempos curtos, é independente do fio piloto e apresenta um alcance até ao defeito constante e praticamente independente das variações da produção ou alterações na configuração do sistema elétrico.

Duas características importantes nas linhas da rede de transporte são o comprimento e a tensão, que para esse efeito, a proteção de distância é a que demonstra ser a mais fiável para este tipo de rede, para além de ser bastante mais económica. A proteção de distância está padronizada como proteção de linha primária em redes de MT, AT e MAT, e a proteção de sobreintensidade como proteção secundária.

Capítulo 4

Proteção de distância em linhas aéreas

4.1 Introdução

A Comissão Eletrotécnica Internacional (CEI) define a proteção de distância como uma proteção não unitária, cuja operação e seletividade depende da medição local de grandezas elétricas das quais a distância equivalente à falta é avaliada comparando com os ajustes da zona. Conforme foi dito previamente no capítulo anterior, esta proteção tornou-se padrão para as redes de MAT, AT, MT, e com alimentação multilateral. Não só por garantir tempos de desligamento curtos, em caso de defeito no alongamento protegido, como garantir a proteção de barramentos e linhas vizinhas em tempo curto usando as zonas de ajuste disponíveis. Resumidamente, é uma proteção temporizada em que o escalonamento é também função da impedância e não apenas da corrente [4].

O problema em combinar uma eliminação rápida de defeitos com a seletividade das diversas atuações é um foco fundamental para a proteção de sistemas de potência. E de forma a satisfazer esses requisitos, estão constantemente em desenvolvimento sistemas de proteção de alta velocidade que utilizam religamento automático para circuitos primários de transporte e distribuição. A proteção de distância apresenta benefícios tecnológicos e económicos significativos [10].

De modo a avaliar a distância desde a localização do relé até ao local do defeito, vários estudos foram realizados, nomeadamente, Lewis e Tippet com uma análise fundamental da proteção de distância na referência [19], com um excelente exemplo da aplicação de componentes simétricos na área, a contribuição de Warrington's, presente nas referências [20] e [21], com uma melhor explicação da *performance* de um relé durante os defeitos num sistema de potência, e um estudo mais recente de Rushton e Humpage [22] que apresenta uma abundância de informação sobre a *performance* da proteção de distância com circuitos de AT (400 kV) [23].

4.2 Princípio de funcionamento

O relé de distância atua em função da distância onde ocorre o defeito, recebe os dados de entrada do TT e TI, e calcula o valor da impedância pelo quociente entre a tensão e corrente de curto-circuito medidas a partir da localização do relé, tendo em consideração o ângulo de fase entre estas duas grandezas.

A impedância de defeito ou aparente medida é então comparada com a impedância de linha conhecida, ou seja, do valor ajustado. Se a impedância de defeito medida for menor que a impedância de linha definida, é detetada como defeito interno e um comando de acionamento é emitido para o disjuntor. Caso contrário, trata-se de um defeito externo, e o relé de distância fica estável. Para esta proteção de decisão básica nenhuma informação adicional é necessária e, portanto, a proteção não depende de qualquer equipamento adicional ou canais de transporte de sinal [5, 12].

O relé age sob efeito da impedância da linha de transporte que é proporcional à distância, por isso se atribui a denominação a estes relés de relés de distância, um nome comum dado aos equipamentos que de uma forma ou de outra utilizam este princípio para proteção do sistema.

O alcance do relé de distância é constante e praticamente independente do valor da corrente de defeito, sendo possível afirmar que o alcance desse relé é constante e independente das variações ocorridas na produção ou nas alterações da configuração do sistema elétrico.

Considerando que num determinado ponto da linha de transporte ocorrem vários defeitos com correntes variáveis em função de variações da produção ou alterações na configuração do sistema, as quedas de tensão, no entanto, também serão variáveis na mesma proporção da corrente e, por consequência, a impedância vista pelo relé será a mesma [7].

É de notar que os relés de distância que operam com base na impedância do sistema podem atuar para qualquer sentido da corrente, ou seja, para curtos-circuitos tanto a montante como a jusante do seu ponto de instalação.

Como tal não é desejável, todos os relés de distância portam uma unidade direcional que faz com que operem para correntes de defeito no sentido para o qual tenham sido ajustados nessa unidade.

O ajuste do relé de distância deverá ser realizado de forma a se obter um binário positivo para valores de impedância abaixo do valor ajustado, regularmente tido em conta como percentagem do comprimento da linha de transporte [7].

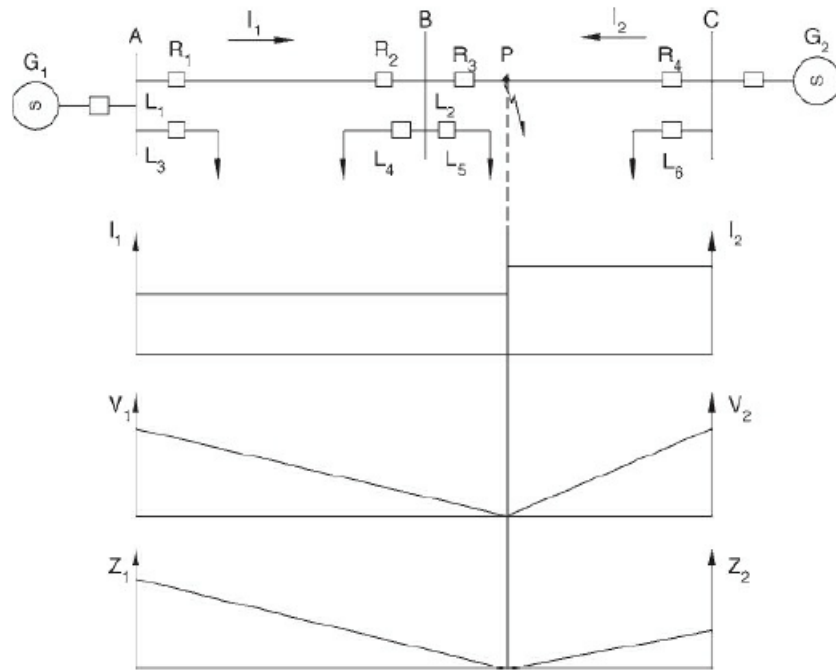


Figura 13: Representação de um sistema de potência [7]

O sistema elétrico principal apresentado pela figura 13, é constituído por seis linhas de transporte (L_1 a L_6), protegidas por quatro relés de distância (R_1 a R_4) que estão associados aos seus respectivos disjuntores [7].

Para um defeito no ponto P na linha L_2 , temos as seguintes considerações:

- No momento do defeito a tensão no ponto P é nula;
- As correntes I_1 e I_2 que circulam nas linhas L_1 e L_2 podem ser consideradas constantes ao longo das respectivas linhas por razões mencionadas anteriormente. Como a impedância em G_2 é menor, I_2 terá maior valor do que I_1 ;
- A tensão aumenta a partir do ponto de defeito na direção das fontes G_1 e G_2 , considerando desprezível a resistência do arco;
- A impedância aumenta a partir do ponto de defeito na direção das fontes G_1 e G_2 , tal como ocorre com a tensão.

Aquando o defeito no ponto P, os relés reagirão da seguinte forma:

- Início da contagem do tempo de acordo com o esquema de proteção utilizado;
- A unidade de seleção aciona as unidades direcionais e de medida;
- A unidade direcional recebe da unidade de seleção os valores da corrente de defeito e da tensão de polarização, a partir da informação retirada, a unidade direcional abre ou fecha os seus contactos, liberando o relé para operação;
- A unidade de medida recebe da unidade de seleção os valores da tensão e da corrente de defeito.

Dito isto, a ordem de atuação será pela seguinte lógica:

- O relé R3 deverá operar primeiramente, pois a impedância vista por ele é menor do que a impedância vista pelos restantes;
- De seguida irá operar o relé R4, pela mesma lógica do valor da impedância;
- O relé R1 é considerado relé de segunda contingência, ou seja, em caso de falha de operação do conjunto disjuntor da barra B + relé R3 o relé R1 operaria;
- Os relés R2 e R3 “vêm” a impedância de defeito com praticamente o mesmo valor, devem ser ajustados de forma a atuar somente o relé R3, já que a atuação do relé R2 implicará a deserregização da linha L1;
- Para que os relés R2 e R3 sejam coordenados nesse tipo de acontecimento, é necessário que sejam equipados com unidades direcionais.

Quando ocorre um defeito muito próximo nos terminais do TT e não há o aparecimento de arco elétrico, a tensão aos terminais do relé podem ser nula e, por consequência, não operar. Se ocorrer um arco, existirá, então, uma tensão aos terminais do TT nunca inferior a 4% do valor nominal, o que assegura a operação do relé [7].

O ponto de alcance do relé de distância é o ponto onde a impedância da linha é interceptado pelo limite característico do relé. Uma vez que esse limite depende da relação tensão x corrente e o ângulo de fase entre eles, pode-se efetuar uma plotagem num diagrama R/X, que será posteriormente abordado [10].

4.2.1 Relés eletromecânicos e estáticos

A figura 14 demonstra o princípio de funcionamento de um relé de distância eletromecânico constituído por uma bobina de operação, e uma bobina de restrição. A bobina de operação está diretamente ligada aos terminais do TI, recebe o módulo da corrente que circula no sistema, produzindo uma força magnética sobre a haste na qual está o contacto móvel, forçando-a para baixo, o que, conseqüentemente, faz com que o contacto móvel se movimente para cima no sentido de atuação. O binário exercido sobre a haste pela bobina de operação é denominado de binário de operação.

A bobina de restrição recebe o módulo da tensão nos terminais do TT durante o curto-circuito, proporcionalmente ao produto da corrente pela impedância medida desde o ponto de defeito até ao ponto de instalação do TT, produzindo, assim, uma força magnética sobre a haste do contacto móvel no mesmo sentido da força estabelecida pela bobina de operação. Se a força produzida pela bobina de operação superar a força produzida pela bobina de restrição, o contacto móvel conecta a tensão auxiliar da bateria sobre a bobina de abertura do disjuntor, realizando a sua operação [7].

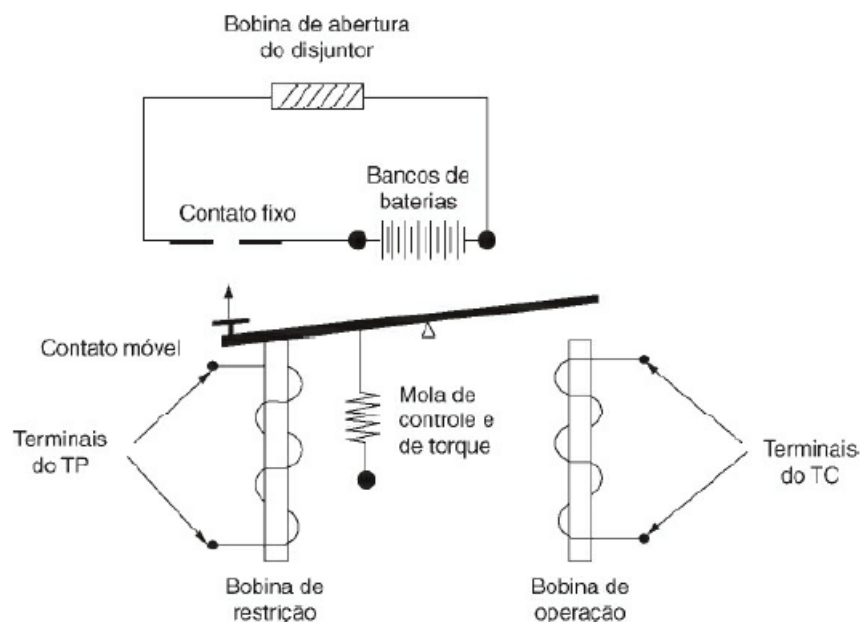


Figura 14: Princípio de funcionamento do relé de distancia [7]

4.3 Desempenho da proteção de distância

O desempenho do relé de distância é definido em termos de precisão de alcance, e do tempo de atuação [5, 10].

4.3.1 Precisão de alcance

A precisão de alcance é definida pela comparação do valor de alcance real, visto pelo relé em condições reais de operação, com o valor de alcance regulado, expressos ambos em ohm. A precisão de alcance depende do nível de tensão que é aplicado à proteção, presentes no relé no instante do defeito. Diferentes técnicas utilizadas para a medição da impedância também influenciam a sua precisão [5, 10].

4.3.2 Tempo de atuação

O tempo de atuação pode variar com a corrente de defeito, com a posição do defeito, relativamente ao alcance ajustado para o relé e com o ponto instantâneo da sinusóide da tensão, no momento do defeito.

Dependendo da técnica de medição utilizada para cada relé, erros de medição devido a sinais transitórios, tais como, os produzidos por transformadores de potencial capacitivos ou por saturação dos transformadores de corrente, podem influenciar negativamente ao aumentar o tempo de atuação do relé para defeitos próximo do ponto do alcance.

Em redes estáveis, tais como, por exemplo, a rede síncrona europeia, é seguro dizer que não será necessário exigir tempos de operação exageradamente curtos.

Deste modo, o tempo para a eliminação dos defeitos é cerca de 5 ciclos para o relé mais o disjuntor, ou seja, um total de 100 ms em 50 Hz. Contudo, mediante os níveis de tensão da rede, habitualmente, os tempos de atuação da proteção são: para a rede de MAT: 25 ms, rede de AT: 30 ms, e para a rede de MT: 40 ms.

Os tempos de disparo para os relés digitais são consideravelmente mais reduzidos. Um disparo rápido é exigido para a totalidade do comprimento da linha, que geralmente em redes de MAT, ou AT é um disparo de 80 ms, isto é, 40 ms para o relé e 40 ms para a operação do disjuntor.

É de notar que, o relé de distância não pode, normalmente por si só, satisfazer esta exigência, recorre-se portanto à aplicação de um sistema de teleproteção associado ao relé de cada extremidade. Nessas condições, observamos que os dois ciclos dedicados à proteção compreendem, não somente o tempo de operação do relé de proteção, como também o tempo de transporte e de receção do sinal de teleproteção para cada relé [5, 10].

4.3.3 Relés eletromecânicos e estáticos

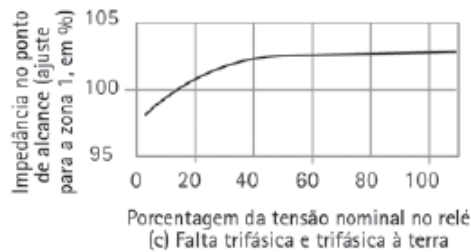
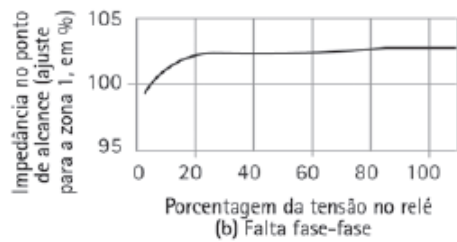
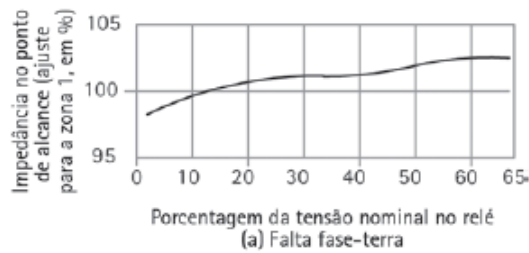
Para os relés eletromecânicos e estáticos, não só a precisão de alcance, como o tempo de atuação são funções da amplitude das grandezas de entrada, tem-se por hábito se determinar um tempo máximo e mínimo de atuação para este relé. Para se demonstrar o desempenho do relé de proteção, utilizam-se dois tipos de curvas: A curva tensão/alcance ilustrada na Figura 15a, e a curva de tempo de atuação/posição do defeito para diferentes valores de *System Impedance Ratio* (SIR) ilustrada na Figura 15b.

O termo SIR, definido pela equação 1, é regularmente utilizado para as características de funcionamento das proteções de distância na zona 1. Trata-se de um critério de severidade para as proteções, sendo igualmente muito importante para as proteções cujas características dependem da impedância da fonte, como por exemplo, o relé mho, que será abordado posteriormente [5, 10].

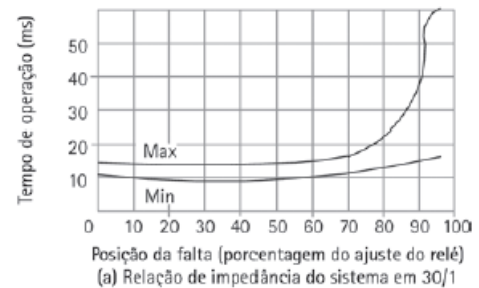
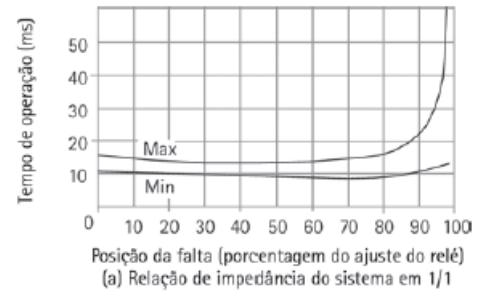
$$S.I.R = \frac{Z_s}{Z_l} \quad (1)$$

Em que:

- **Zs:** Impedância da fonte vista pelo relé;
- **Zl:** Impedância equivalente da linha para o ajuste de alcance do relé.



(a) Característica típica de exatidão da impedância



(b) Características típicas de tempo de operação

Figura 15: Características típicas para zona 1 [11]

Alternativamente, a informação reunida para a construção das curvas eram aglomeradas em um conjunto de curvas, em que a posição do defeito, é expressa em percentagem do ajuste do relé, e traçada em função da relação da impedância da fonte até a linha, tal como ilustrado pela Figura 16.

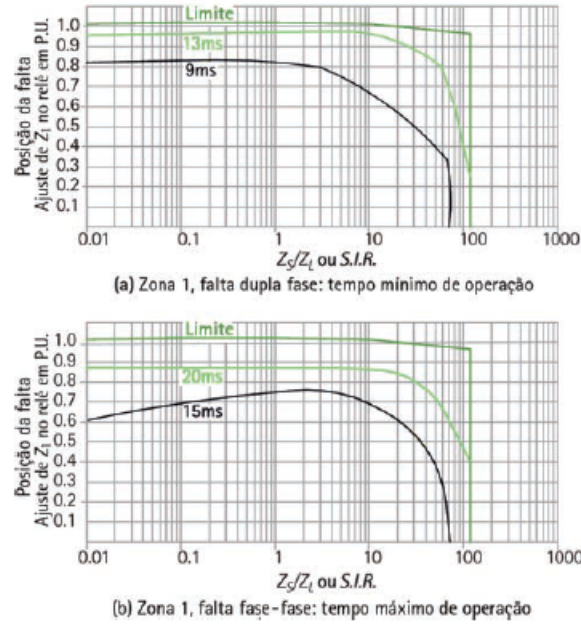


Figura 16: Curvas típicas de tempo de operação [11]

4.3.4 Relés digitais

Os relés de distância digitais tendem a ter um tempo de atuação mais consistente, a variação deste tempo é pequena para várias condições de operação de sistema e de posições de defeito. Eles são, habitualmente, mais lentos do que alguns relés eletromecânicos operando nas melhores condições, contudo, os tempos máximos de atuação são também inferiores em condições adversas ou para condições limites de defeito.

Um circuito equivalente universal de um sistema de potência trifásico, ilustrado pela Figura 17, pode representar qualquer condição de defeito no mesmo. A tensão V aplicada na impedância equivalente, é a tensão em circuito aberto para o sistema de potência. O ponto R representa a posição do relé. I_r e V_r representam a corrente e a tensão medidas pelo relé. As impedâncias Z_s e Z_l são definidas, repetitivamente, como as impedâncias de fonte e a impedância da secção de linha a proteger em relação à posição do relé. A impedância da fonte é uma medida do nível de defeito no ponto de localização do relé. Para um defeito entre a terra, o valor da impedância depende do sistema de aterramento utilizado próximo ao relé [10].

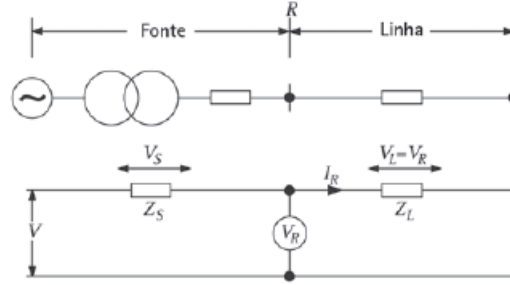


Figura 17: Configuração do sistema de potência [11]

Sabemos então que a tensão V_r aplicada no relé é representada pela equação:

$$V_R = I_R \cdot Z_L \quad (2)$$

Para um defeito no ponto de alcance, utilizando a equação 2, a tensão equivalente do circuito terá a seguinte expressão:

$$I_R = \frac{V}{Z_S + Z_L} \Rightarrow \frac{V_R}{Z_L} = \frac{V}{Z_S + Z_L} \Rightarrow V_R = \frac{Z_L \cdot V}{Z_S + Z_L} = \frac{1}{\frac{Z_S}{Z_L} + 1} \cdot V \quad (3)$$

Desta última equação, pode deduzir-se que, quanto maior for a impedância da fonte em relação à impedância da linha até ao defeito, mais reduzida será a tensão vista pelo relé, e mais difícil será o seu funcionamento. Resumidamente, quanto maior for o SIR, mais fraca é a tensão vista pelo relé [5].

A relação genérica entre V_r e Z_s/Z_L , ilustrada na Figura 18, é válida para todos os tipos de curtos-circuitos.

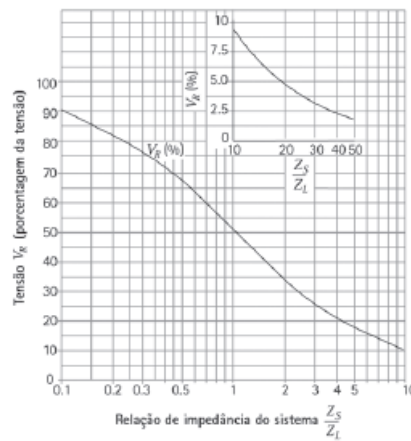


Figura 18: Variação da tensão em função da relação da impedância da fonte com a de linha [11]

Através de algumas e simples regras, temos:

1. Para defeitos entre fases, V é a tensão de linha da fonte e Z_s/Z_l é a relação entre a sequência positiva da fonte e a impedância da linha. V_r é a tensão fase-fase no relé e I_r é a corrente fase-fase no relé, nas fases envolvidas no defeito.

A tensão equivalente de V_r é representada pela seguinte expressão:

$$V_R = \frac{1}{\frac{Z_s}{Z_l} + 1} \cdot V_{p-p} \quad (4)$$

2. Para defeito entre fase-terra, V é a tensão fase- neutro da fonte e Z_s/Z_l é a relação composta que envolve a impedância de sequência positiva e de sequência zero. V_r é a tensão fase-neutro no relé e I_r é a corrente no relé da fase envolvida no defeito.

Tendo em conta que:

$$p = \frac{Z_{S0}}{Z_{S1}} q = \frac{Z_{L0}}{Z_{L1}} \quad (5)$$

Utilizando a equação 5, as impedâncias Z_s e Z_l terão as seguintes expressões:

$$\begin{aligned} Z_S &= 2 \cdot Z_{S1} + Z_{S0} = Z_{S1} \cdot \left(2 + \frac{Z_{S0}}{Z_{S1}}\right) = Z_{S1} \cdot (2 + p) \\ Z_L &= 2 \cdot Z_{L1} + Z_{L0} = Z_{L1} \cdot \left(2 + \frac{Z_{L0}}{Z_{L1}}\right) = Z_{L1} \cdot (2 + q) \end{aligned} \quad (6)$$

Utilizando a equação 6, a tensão equivalente de V_r é representada pela seguinte expressão:

$$V_R = \frac{1}{\frac{Z_s}{Z_l} + 1} \cdot V = \frac{1}{\frac{Z_{S1}}{Z_{L1}} \cdot \frac{2+p}{2+q} + 1} \cdot V_{1-n} \quad (7)$$

4.4 Zonas de atuação

Ao contrário da proteção diferencial, que apresenta seletividade absoluta, ou seja, a sua proteção de zona é definida pela localização exata dos transformadores de corrente em ambas as extremidades da linha, a proteção à distância, na sua forma mais simples sem o complemento de teleproteção, não apresenta seletividade absoluta. O disparo seletivo deve então ser assegurado pela graduação de tempo com proteção adjacente.

A coordenação do alcance da zona e das configurações de tempo é alcançada pelo denominado *grading plan*, tal como ilustrado na figura 19, [12].

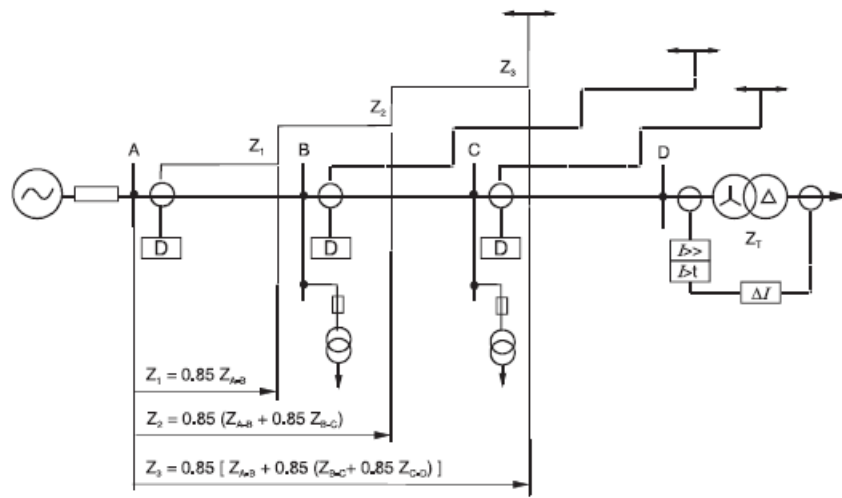


Figura 19: Exemplo da utilização do grading plan num esquema radial [12]

Dito isto, de modo a se obter uma coordenação correta entre os relés de distância em um sistema de potência, é necessário uma seleção cuidadosa dos ajustes de alcance e de tempo de atuação para as várias zonas de atuação [10].

Como não é possível regular o relé para cobrir a totalidade da linha com apenas um tempo de atuação, decompõe-se a extensão da linha em zonas de atuação, de modo a estabelecer-se uma relação entre a distância de defeito e o tempo de operação. As zonas de distância serão os alcances dos elementos de medida da proteção de distância na rede [5].

A forma seletiva de como o relé de distância pode ser ajustado, confere uma proteção de grande utilidade para as linhas de transporte, permitindo, inclusivamente, a localização do defeito e consequente agilidade na recuperação do sistema.

Essa forma seletiva permite que o sistema de várias linhas e subestações seja alcançado pela proteção de distância, dividindo-o em zonas de atuação cujas características mais utilizadas, estão de acordo com a Figura 20.

Deve-se entender por comprimento de uma linha de transporte a distância entre duas barras subsequentes [7].

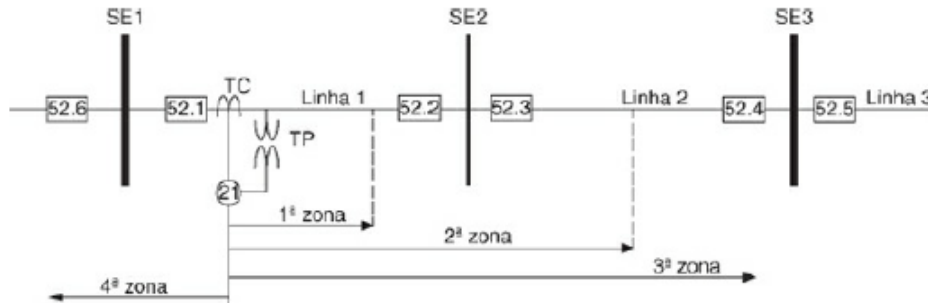


Figura 20: Zonas de proteção de distância [11]

Em geral, a proteção é regulada para funcionar [5, 7]:

- 1ª Zona: Corresponde a 80...85% do comprimento da linha. Valores superiores podem fazer a atuação da 1ª zona alcançar indevidamente as proteções da extremidade oposta da linha de transporte, perdendo a coordenação e seletividade;
- 2ª Zona: Corresponde a 100% de alcance da linha LT1 e mais 20%...50% de alcance da linha LT2;
- 3ª Zona: Corresponde a 100% de alcance da linha LT1, da linha LT2 e mais 20% da linha LT3.

Para a Zona 1, o ajuste da proteção para defeitos entre fases deve ser considerado a impedância da linha de transporte correspondente a 80-90% do seu comprimento. Para defeitos monopolares, a impedância da linha de transporte considerada é correspondente a 80% do seu comprimento [7].

Os relés eletromecânicos/estáticos são, habitualmente, ajustados para um alcance de até 80% da impedância de linha para uma proteção instantânea, instantânea porque não representa uma temporização voluntária na operação da proteção nessa zona, trata-se apenas do tempo próprio de resposta do sistema de proteção. Os relés de distância digitais podem ser ajustados até 85% sem perderem a sua segurança.

Na prática, não é possível garantir uma proteção de linha a 100%. É necessário uma margem de segurança de 10-15%, pois assegura que não haja risco de ultrapassar o limite de alcance na proteção da Zona 1 e uma seletividade segura entre defeitos internos e externos, por consequência de erros de medição, erros nos transformadores, imprecisões de impedância de linha, que é baseada em um cálculo e não uma medição, e/ou de ajustes no relé.

Caso contrário, haveria uma perda de seletividade devido a uma rápida atuação da proteção na secção seguinte da linha [5, 10, 12].

Para a Zona 2, de modo a assegurar a cobertura total da linha, deve abranger os restantes 15- 20%, ou seja, o ajuste de alcance deverá ser de, pelo menos, 120% da impedância da linha protegida. Em muitas aplicações é comum ajustar o alcance da Zona 2 para ser igual à secção da linha protegida com um adicional de 50% da linha adjacente mais curta [10, 12].

A proteção desta zona não deve ser sensível para a condição de carga máxima, portanto, o relé de fase deverá ser ajustado para 65% da impedância de carga máxima considerando o ângulo de maior sensibilidade do relé.

Para defeitos bifásicos e trifásicos, a proteção de fase da zona deve ser ajustada entre 130 e 150% do seu comprimento, enquanto que para defeitos monopolares, a proteção de neutro deve alcançar 160% do referido comprimento.

O ajuste da proteção da Zona 2 deve garantir que o relé não seja sensível aos defeitos nos secundários dos transformadores de potência das subestações remotas [7].

Se isso for possível, assegura que o alcance máximo resultante da Zona 2 não ultrapasse o alcance eficaz mínimo da proteção da Zona 1 da linha adjacente, o que consequentemente, evita a necessidade de ajustar o tempo de atuação para Zona 2 entre os tempos de atuação dos relés situados a montante e a jusante. O tempo de atuação para a Zona 2 deve ter um atraso para assegurar a seletividade com o relé principal aplicado aos circuitos adjacentes que caem dentro do alcance da Zona 2. Deste modo, é obtida uma cobertura total de uma secção da linha, com uma rápida eliminação de falhas nos primeiros 80-85% da linha e um pouco mais lenta para o restante da linha.

Nos relés eletromecânicos e estáticos, a proteção para a Zona 2 é feita por meio de elementos separados ou por extensão de alcance da Zona 1 após um tempo de atraso, que é iniciado após a deteção do defeito. Na maioria dos relés digitais, o elemento de proteção da Zona 2 é implementado por código em um programa [10].

A proteção da Zona 3 visa garantir a proteção de *backup* da Zona 2, cujo tempo de atraso deve providenciar a seletividade da proteção da Zona 2 juntamente com o tempo de atuação do disjuntor para a linha adjacente.

A proteção da Zona 3 não deve ser sensível para a condição de carga máxima, portanto, o relé de fase deverá ser ajustado para 65% da impedância de carga máxima considerando ao ângulo de maior sensibilidade do relé. É necessário verificar se o alcance da Zona 3 atinge o secundário dos transformadores de potência das subestações remotas.

Para defeitos bifásicos e trifásicos, o alcance da Zona 3 deverá ser ajustado para no mínimo 120%, e para defeitos monopulares, 130%, já tendo em consideração a impedância de arco.

Se o secundário dos transformadores for atingido, para defeitos bifásicos e trifásicos deve-se limitar o alcance da proteção para 90% da impedância de sequência positiva e para defeitos monopulares a 80%.

Deve-se ter também em consideração que, em sistemas de potência, interconectados, o efeito da alimentação corrente de defeito no barramento fará com que o relé veja uma impedância muito superior do que a impedância real para a falta e isso deve ser tido em conta aquando a configuração dos parâmetros para a Zona 3.

Em alguns sistemas, as variações na alimentação do barramento remoto, podem impedir a aplicação da proteção na Zona 3, mas em sistemas radiais de distribuição com uma única fonte, não haverá deverá apresentar qualquer dificuldade [10, 7].

É possível ter ajustes de alcance inverso para outras zonas, representado pela Zona 4 da figura 20.

Habitualmente, a Zona 4 tem a sua supervisão no sentido contrário das outras proteções do sistema elétrico, ou seja, a proteção desta zona deve ser sensível aos defeitos localizados atrás, considerando o barramento onde está inserido o relé de distância. Deve ser ajustada de modo a proteger o barramento da subestação, tendo em conta a resistência do arco elétrico.

É necessário considerar que o ajuste do relé de distância não deve exceder os 80% da impedância equivalente dos transformadores da própria subestação onde estão instalados os relés de distância [7].

Os relés digitais modernos podem ter zonas de impedâncias adicionais que podem ser aplicados para proporcionar funções adicionais de proteção.

Tendo como exemplo, a localização das primeiras três zonas são ajustadas como descrito acima, a Zona 4 pode ser utilizada para proporcionar uma proteção alternativa para o barramento local, aplicando um ajuste inverso de alcance na ordem de 25% do alcance da Zona 1.

Outra alternativa será, uma das zonas de proteção no sentido direto, tradicionalmente a Zona 3, poderia ser ajustada com um pequeno alcance inverso a partir da origem do diagrama R/X, para além do ajuste de alcance no sentido direto.

Uma característica de medição de impedância com deslocamento (*offset*) é não direcional. Uma das vantagens desta característica, é que pode operar para falhas próximas ao relé, e falhas de impedância zero, em situações em que não há informação da fase ou memória do sinal da tensão que permita operar em uma zona de impedância direcional.

Com a inibição do atraso de tempo de atuação para a zona com deslocamento (*offset*) pode-se proporcionar a proteção de manobra sobre falta, *Switch-on-to-Fault* (SOTF). Esta proteção é necessária onde há reatâncias instaladas na linha de transporte, e proporciona uma rápida atuação em caso de uma energização acidental de uma linha de transporte que esteja aterrada.

As zonas adicionais podem ser configuradas como parte de um esquema de proteção de distância utilizado em conjunto com um canal de comunicação de sinais da teleproteção [10].

Os relés de distância digitais podem ter até cinco zonas de proteção, sendo que algumas zonas podem ser configuradas de modo a atuar como proteção inversa. Para determinar os ajustes em um determinado projeto de relé ou um esquema particular de teleproteção, que envolva a implementação de comunicação de sinais entre extremos, deve-se consultar as instruções do fabricante do relé [10].

Resumidamente, a proteção à distância oferece uma opção adicional de proteção de *backup* para as linhas adjacentes. O segundo estágio (zona de sobrealcance ou Zona 2) é usado para esta finalidade. Alcança os barramentos adjacentes e as linhas vizinhas. Mais um terço estágio, Zona 3, que é geralmente aplicado para proteger todo o comprimento das linhas vizinhas, se for praticável [12].

Estas zonas dos relés de distância são apresentadas num diagrama de impedância R-X, que será abordado mais à frente [7].

4.4.1 Exemplo do comportamento dos relés de distância com tempos de atuação

Através do esquema ilustrado na figura 21, podemos constatar o seguinte [5]:

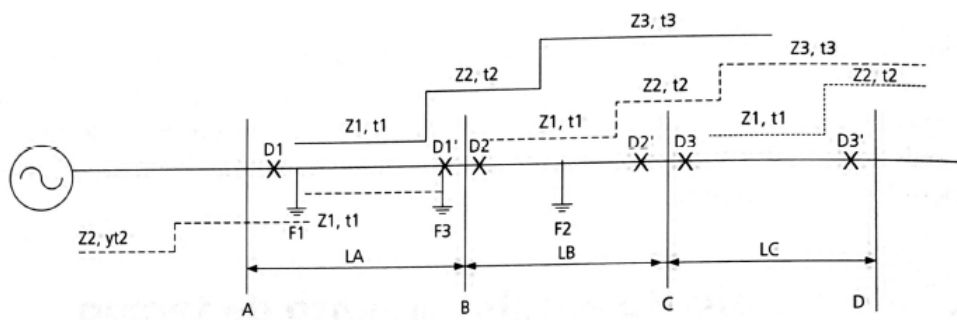


Figura 21: Exemplo do escalonamento de tempo [5]

Em caso de defeito em F1, o disjuntor D1 recebe a ordem de disparo do relé de distância instantaneamente, e portanto o disjuntor aciona o disparo em $t \cong 0s$.

Em caso de defeito em F2, o disjuntor D2 terá um disparo em $t \cong 0s$, pela mesma razão do anterior. Contudo, se o disjuntor D2 se recusar a desligar, o disjuntor D1 é disparado num tempo de $t_2=0,4 s$.

Em caso de defeito em F3, o disjuntor D'1 recebe uma ordem de disparo em $t \cong 0$ s, enquanto que o disjuntor D1 só receberá essa mesma ordem depois de 0,4 s, que é o tempo t_2 da zona 2. Se for pretendido, obter neste último caso, um disparo igualmente rápido no disjuntor D1, será necessário complementar com um sistema de teleproteção associado às proteções de distância das duas extremidades, o que permite obter um conjuntor de coordenação e *performances* superiores às das proteções de distância sem a utilização das teleproteções [5].

4.4.2 Critérios de coordenação

Para a coordenação de um sistema elétrico, tal como já foi previamente mencionado, deve-se adotar um intervalo de tempo entre duas proteções subsequentes, denominado de tempo de atuação, cujo valor cauteloso é de 0,40 s, podendo, no entanto, em certos casos, se admitir o valor de 0,30 s.

Caso haja uma interseção dos tempos ajustados entre as mesmas zonas dos dois relés instalados em barramentos subsequentes, pode-se adotar um intervalo de tempo de 0,20 s. Os intervalos de tempo variam consoante as zonas e os níveis de tensão [7].

A proteção de uma 1ª Zona não é temporizada voluntariamente, o tempo de operação do relé é intrínseco ao equipamento, apresentando, portanto, um tempo de disparo instantâneo.

A proteção de 2ª Zona, para sistemas de 138-230 kV, esta proteção é, geralmente, ajustada entre 0,4-0,6 s, varia conforme o esquema de coordenação com as proteções de 2ª zona utilizados nos terminais remotos. Para os sistemas de 69 kV, a proteção é habitualmente ajustada para 0,8 s.

A proteção de 3ª Zona, para sistemas de 138-230 kV, é geralmente ajustada entre 0,8-1 s, varia conforme o esquema de coordenação com as outras proteções utilizadas.

Contudo, deve-se utilizar os 0,4-0,6 s da faixa de temporização anterior quando a proteção da 3ª zona alcança a proteção de 2ª zona de um barramento adjacente ou ainda quando alcança o secundário do transformador de potência da subestação remota. Para os sistemas de 69 kV, a coordenação com as proteções de sobreintensidade obriga o ajuste de tempo da proteção de 3ª zona para 1,2 s.

Para a 4ª Zona, nos sistemas de 138-230 kV, o tempo ajustado geralmente, é o valor de 1,0 s. Para os sistemas de 69 kV, esta proteção é geralmente utilizada como unidade de sobreintensidade direcional, e habitualmente ajustada para 1,5 s [7].

4.5 Regulação de um relé de distância de uma linha aérea

As regulações estão vigorosamente conectadas à aplicação e às vezes exigem cálculos específicos. Uma proteção de distância sem teleproteção pode ser aplicada em para todos os objetos a proteger, quer sejam linhas, cabos, alternadores, transformadores, entre outros, desde que exista uma impedância mínima que permita o escalonamento de zonas.

Para as linhas e cabos classificadas como extremamente curtos, o valor de regulação permitido pelo relé de distância pode não ser suficiente. Se assim for, a proteção de distância tem de ser complementada com teleproteção, o que permite a utilização do princípio de comparação direcional.

O limite da resistência será regulado com o valor mais elevado possível, mas sem provocar um disparo intempestivo pela influência da corrente de carga ou durante eventos especiais da rede, tais como, o tempo morto, ou seja, tempo de pausa fora de tensão, antecedendo a religação automática monofásica numa linha paralela (aproximação do defeito). As regulações são feitas em R e em X.[5].

4.5.1 Situação teórica

Tendo em consideração o esquema da Figura 21, onde não existe uma alimentação intermédia, ou seja, não há injeção de corrente entre as subestações A e B e existe apenas uma linha entre duas subestações adjacente, atribui-se exemplos de valores de regulação de X para o relé de distância localizado em D1, mediante as zonas [5]:

- Zona 1: $X1 = 0,85 \cdot LA \cdot t1$;
- Zona 2: $X2_{D1} = 1,2...1,3 \cdot LA \cdot t2$ (1); Esta regulação de X2 é destinada a 'ver' os defeitos nos barramentos da subestação B: Idealmente, dever-se-ia constatar que $X2_{D1} \leq 0,85 \cdot (LA + X2_{D2})$ (2), e $X1_{D2} = 0,85 \cdot LB$, mas esta condição não é prioritária);
- Zona 3: $X3_{D1} \geq 1,5...2,5 \cdot LA \cdot t3$ (3) para se garantir a segurança: Idealmente, dever-se-ia constatar que $X3_{D1} \leq 0,85 \cdot (LA + X2_{D2})$ (4) e $X2_{D2} = 1,2...1,3 \cdot LB$, mas esta condição não é prioritária;
- Zona de arranque direcional: X4 deve ser ajustado para compreender X1, X2 e X3 mas permitindo a sobrecarga das linhas. Esta regulação deve ter um valor que não encadeie o desbloqueio das fases sãs aquando defeitos à terra.

4.5.2 Situação real

Apesar das regulações consideradas no ponto teórico anterior, na prática são pouco plausíveis, pois geralmente, não se encontram tais situações descritas, mas sim subestações com um número de linhas ativas, ou seja, linhas que transportam energia superior a duas, na qual é preciso ter em conta a adversidade da injeção intermédia de corrente.

Dito isto, é necessário para uma situação realista ter as seguintes considerações [5]:

- Com a injeção intermédia de corrente, é utópico pensar que regular as zonas X2 e X3 o mais longe possível, pelos limites teóricos indicados, nomeadamente, respeitar o sinal $\geq$ da equação (1) e o sinal $\leq$ da equação (2), é necessário e suficiente para cobrir em reserva, as linhas que saem das subestações a jusante;
- Mesmo que se estabeleça uma regulação que cubra a zona mais extensa, isso não garante uma proteção total em reserva para com o tempo t_3 , que é relativamente curto, o que impõe mesmo assim o limite de alcance de X3 do relé. Além do mais, X3 é limitado pelo nível de arranque do relé que pode ser relativamente baixo, especialmente, nos relés com um anel de medida para todos os tipos de defeitos em que se pode estar confrontado com a adversidade das fases sãs. Por haver injeção, as funções (2) e (4) são mais simples e rápidas de verificar;
- Na prática, não é necessário regular X2 e X3 com o sinal $\geq$, mas sim como sinal $=$, tal como na equação (1) e (3), tendo em conta, com o tipo de segurança pretendida, as injeções intermédias devido às derivações ou às injeções a partir do barramento vizinho a jusante, tais como, transformador com o neutro à terra, abertura de disjuntor de interbarras, entre outros;
- Do mesmo modo, estas precauções serão tido em conta para a regulação do R do relé, no seguimento do aumento da resistência vista por um relé, devido à injeção na resistência de defeito.

Esta precaução favorece a condição (2), principalmente nas linhas curtas presentes ou futuras a partir das subestações vizinhas a jusante.

Não obstante, é cada vez mais reconhecido que a proteção própria de linha deve ser capaz de garantir sozinha a reserva, pois faz parte de um sistema completamente duplicado, tal como, dois transformadores de corrente, duas proteções, duas bobinas de disparo do disjuntor, sem contar com o facto de muitas subestações serem equipadas com uma proteção contra as falhas do disjuntor.

Deste modo, o arranque de cada linha deve assegurar uma cobertura da própria linha com uma margem de segurança entre, aproximadamente, 20-30%, o que é mais fácil de obter, habitualmente, nos casos de exploração da rede [5].

Na prática, para evitar os funcionamentos intempestivos ou os não funcionamentos provocados por erros, na ausência da incerteza sobre o valor do coeficiente de terra para defeitos à terra regulável por zona, regula-se com os valores seguintes, sem ter em consideração a corrente de injeção, preferencialmente associa-se o relé de distância a um sistema de teleproteção.

As regulações a se ter em conta para as zonas serão então:

1. Zona 1: $X1D1: 0,70 \cdot LA, t1$; Esta regulação está de forma ao alcance do relé não ultrapassar o valor de linha ou de cabo à saída de uma subestação imediatamente a jusante, mas "vê" com precisão um defeito no meio do cabo, para poder assegurar o funcionamento de um teledisparo condicional;
2. Zona 2: $X2D1: 140 \cdot LA, t2$; Esta regulação está de forma ao relé de distância ver com segurança um defeito no barramento da subestação a jusante;
3. Zona 3: $X3D1: 1,8..2,5 \cdot LA, t3$ direccional ou $t5$ não direccional; Esta regulação está de forma a abranger $X1, X2, X3$, tendo em consideração a sobrecarga e as fases sãs, como se faz para as linhas aéreas, e onde este último aspeto se aplica sobretudo aos relés de distância com um anel de medida para todos os tipos de defeito.

É de notar que devido aos erros de medida que são possíveis, o melhor sistema de teleproteção a utilizar é o teledisparo com ultrapassagem condicional Transferência Permissiva de Disparo por Sobrealcance (POTT) com regulação de uma zona de disparo igual a 3 vezes, por exemplo, a impedância do cabo [5].

4.5.3 Regulações habituais das temporizações das zonas de distância

As temporizações são definidas como o intervalo de tempo desde o aparecimento do defeito da sua eliminação.

O valor de regulação da temporização do relé de distância, menos o tempo de funcionamento do disjuntor, é a seguinte [5]:

1. Zona 1: $t1$ = tempo de base, instantâneo, ou seja, o tempo de funcionamento do próprio relé, não é regulável;
2. Zona 2: Defeito polifásico: $T = 250$ ms Defeito monofásico: $T2 = 500$ ms

Linhas curtas $T2 = 400$ ms. Se uma única temporização: $T2 = 250$ ms;

3. Zona 3: Se $Z3$ independente: $T3 = 0,9-1$ s;
4. Zona de arranque: $T4 = 1,2-1,5$ s.

4.5.4 Exemplo de aplicação do relé de distância numa linha de transporte

De forma a analisar as condições de operação ou não de um relé de distância, aplicado numa linha de transporte, tal como ilustrado pela Figura 22, admitiu-se que, o ponto F está a 80% do comprimento da linha de transporte, correspondente ao limite inicial de atuação do relé. As impedâncias de base são, respetivamente, 100 MVA e 69 kV, [7]

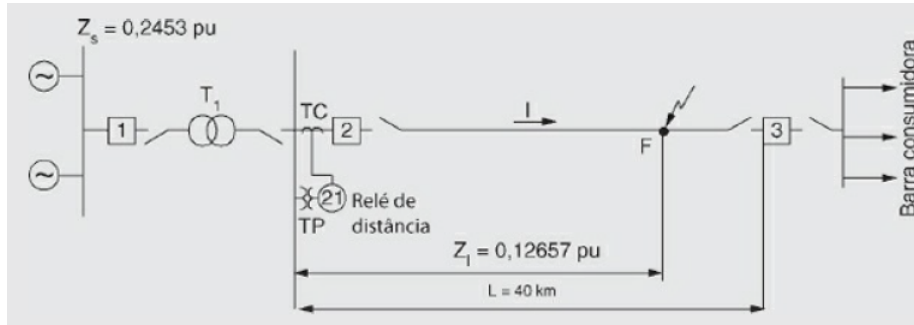


Figura 22: Exemplo de um relé de distância em uma linha de transporte [7]

1) No curto-circuito que ocorre no ponto F temos:

Corrente de base:

$$I_b = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 69 \cdot 10^3} = 836 \text{ A} \quad (8)$$

Corrente de curto-circuito no ponto F:

$$\begin{aligned} I_{ccF} &= \frac{1}{Z_s + 0,8 \cdot Z_L} = \frac{1}{0,2453 + 0,8 \cdot 0,12657} \\ &= \frac{1}{0,2453 + 0,10125} = \frac{1}{0,34655} = 2,8855 \text{ p.u.} \end{aligned} \quad (9)$$

Corrente em amperes:

$$I_{ccF} = I_b \cdot I_{ccF} = 836 \cdot 2,8855 = 2,412 \text{ A} \quad (10)$$

Tensão no barramento:

$$\begin{aligned}\Delta V &= I_{ccF} \cdot L \cdot Z_L = 2,8855 \cdot 0,8 \cdot 0,12657 = 0,2921 \text{ p.u} \\ \Delta V &= 0,2921 \cdot 69 \cdot 10^3 = 20\,100\text{V}\end{aligned}\tag{11}$$

Impedância vista pelo relé ao primário do TT e TI:

$$Z_L = \frac{U}{I} = \frac{20\,100}{2,412} = 8,33 \, \Omega \tag{12}$$

Nestas condições, os valores apresentados representam o ponto de equilíbrio do relé.

2) No curto-circuito que ocorre antes do ponto F temos:

Corrente de curto-circuito no ponto F:

$$\begin{aligned}I_{ccF} &= \frac{1}{Z_s + 0,8 \cdot Z_L} = \frac{1}{0,2453 + 0,5 \cdot 0,12657} \\ &= \frac{1}{0,2453 + 0,0632} = \frac{1}{0,3085} = 3,2415 \text{ p.u}\end{aligned}\tag{13}$$

Corrente em amperes:

$$I_{ccF} = I_b \cdot I_{ccF} = 836 \cdot 3,2415 = 2,709 \text{ A} \tag{14}$$

Tensão no barramento:

$$\begin{aligned}\Delta V &= I_{ccF} \cdot L \cdot Z_L = 3,2415 \cdot 0,5 \cdot 0,12657 = 0,2051 \text{ p.u} \\ \Delta V &= 0,2051 \cdot 69 \cdot 10^3 = 14\,100\text{V}\end{aligned}\tag{15}$$

Impedância vista pelo relé ao primário do TT e TI:

$$Z_L = \frac{U}{I} = \frac{14\,100}{2,709} = 5,20 \, \Omega \quad (16)$$

Nesta situação temos, uma corrente de binário de bobina de operação superior à do ponto de equilíbrio, uma tensão da bobina de operação inferior, assim como o valor da impedância também inferior. Nestas circunstâncias, o relé de distância irá atuar.

3) No curto-circuito na extremidade da linha, temos:

Corrente de curto-circuito no ponto F:

$$\begin{aligned} I_{ccF} &= \frac{1}{Z_s + 0,8 \cdot Z_L} = \frac{1}{0,2453 + 1,0 \cdot 0,12657} \\ &= \frac{1}{0,2453 + 0,12657} = \frac{1}{0,37187} = 2,6891 \, p.u \end{aligned} \quad (17)$$

Corrente em amperes:

$$I_{ccF} = I_b \cdot I_{ccF} = 836 \cdot 2,6891 = 2,248 \, A \quad (18)$$

Tensão no barramento:

$$\begin{aligned} \Delta V &= I_{ccF} \cdot L \cdot Z_L = 2,6891 \cdot 1,0 \cdot 0,12657 = 0,3403 \, p.u \\ \Delta V &= 0,3403 \cdot 69 \cdot 10^3 = 23\,400V \end{aligned} \quad (19)$$

Impedância vista pelo relé ao primário do TT e TI:

$$Z_L = \frac{U}{I} = \frac{23\,400}{2,248} = 10,4 \, \Omega \quad (20)$$

Nesta situação temos, uma corrente de binário de bobina de operação inferior à do ponto de equilíbrio, uma tensão da bobina de operação superior, assim como o valor da impedância também superior. Nestas circunstâncias, o relé de distância não irá atuar.

Os valores antes e depois do curto-circuito, respetivamente, inferior e superior à do ponto de equilíbrio eram de esperar, dado que à medida que nos prolongamos na extensão da linha, a impedância tenderá a aumentar.

4.6 Diagrama de impedâncias no plano R-X

Os relés de distância apresentam características conhecidas no plano R-X que são mostradas na Figura 23. A origem é a localização do relé de distância, o lugar geométrico do valor da impedância de regulação do relé neste plano é representado por uma circunferência com centro na origem, a resistência R é representada pelo eixo das abscissas e a reatância pela X no eixo das ordenadas, temos também o Z, que é a impedância de linha e o ϕ , o ângulo característico do relé que é igual ao ângulo da impedância da linha.

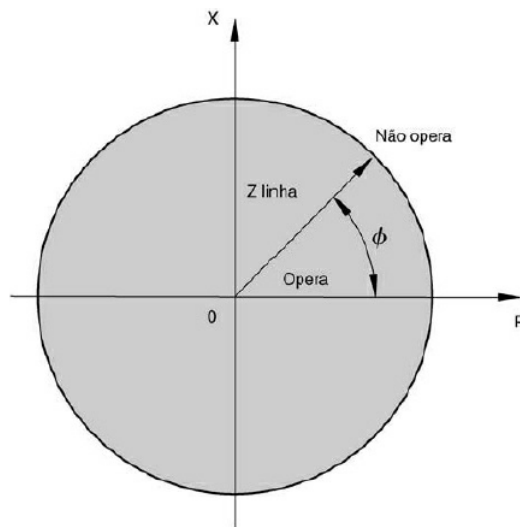
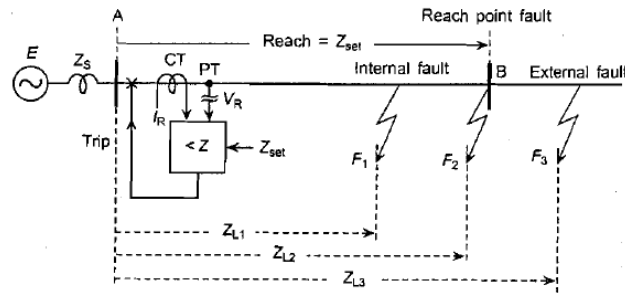
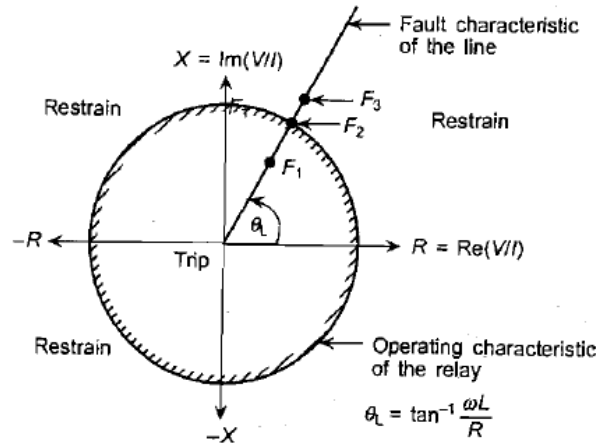


Figura 23: Diagrama R-X [7]

Tomaremos como exemplo, o esquema ilustrado pela Figura 24a, que tem em conta as zonas a proteger, traduzindo a mesma informação para um Diagrama R-X, obtemos a Figura 24b.



(a) Esquema com característica [18]



(b) Diagrama R-X [18]

Figura 24: Características de funcionamento do relé de impedância

Deste modo, para qualquer valor de tensão e corrente cuja impedância correspondente tenha a sua extremidade no interior do círculo, o relé entrará em operação, caso contrário, o relé mantém-se estável [13, 7, 9].

Assim sendo, este diagrama também denominado de diagrama de impedâncias, é essencial para a avaliação do comportamento da proteção de distância e para a coordenação entre eles [5].

4.6.1 Tipos de relés de distância segundo as características no plano R-X

Os fabricantes foram desenvolvendo diferentes características com a finalidade de detectar o maior número de resistências de defeito possíveis, e com uma precisão de distância atrativa. Através destas mudanças na unidade de operação e restrição, podem-se classificar os relés de distância através das suas características no plano R-X, obtendo-se quatro tipos de relés de distância, com características operacionais próprias, que os tornam adequados a determinadas aplicações em linhas de transporte.

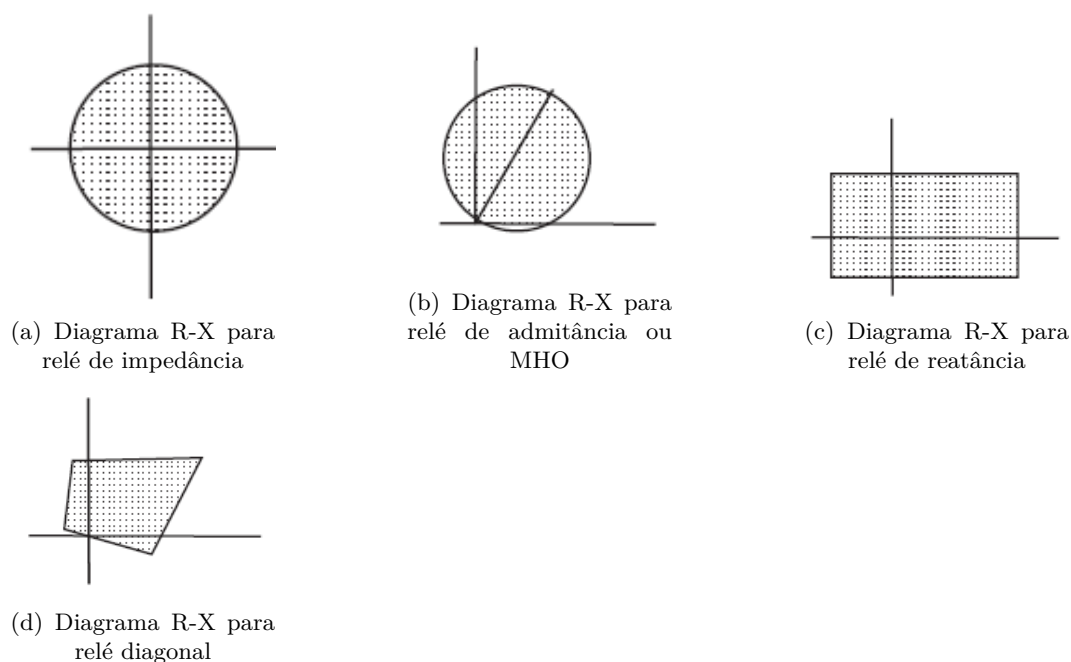


Figura 25: Formatos do diagrama R-X para cada tipo de relé de distância [9]

Contudo, há algumas condições a ter em conta, tais como, um relé de distância demonstrar uma insensibilidade às oscilações de rede, de modo a não operar caso hajam correntes de serviço elevadas, sendo que aquando esta situação, a decisão da direção deve ser mantida exata.

Os tipos de relés de distância são: Relés de impedância, relés de admitância ou MHO, relés de reatância e relés diagonais, que na Figura 25 está apresentado os respetivos formatos dos diagramas R-X [7, 5].

O relé de impedância tem um formato circular centrado na origem, o relé de admitância ou MHO tem também uma circunferência, contudo, na origem não está o centro do círculo, mas sim, a estrutura circular. O relé de reatância apresenta um formato retangular, ou seja, uma zona de operação definida por duas linhas paralelas ao eixo R, por último mas não menos importante, temos o relé poligonal, que apresenta um formato definido por quatro linhas formando, tal como nome sugere, um polígono [9].

As quatro principais desvantagens destes tipos de relés são [5, 10]:

- o relé vê os defeitos a jusante e a montante, porém, necessita de um elemento direcional para os determinar corretamente;
- Possui um alcance não uniforme da resistência de defeito;
- É suscetível às oscilações de rede e de cargas elevadas de linhas extensas, devido à sua grande área coberta pelo círculo de impedância;
- Não pode ser utilizado para redes com alimentação bilateral, tais como a rede em anel.

O controle direcional é uma qualidade essencial para a discriminação de um relé de distância, para fazer com que o relé não atue na região externa da linha protegida.

O relé com uma unidade direcional incrementada, apresenta o diagrama da Figura 27, com a impedância característica de um elemento de controle direcional representado por uma linha reta. A combinação do relé de impedância com o controle direcional resulta em um semicírculo.



Figura 27: Diagrama do relé de impedância com unidade direcional [5]

Com esta agregação acresce uma outra adversidade, uma corrida de velocidade entre o direcional e a medição, dentro dos quais, é espectável que o direcional atue primeiro, para se evitar uma medição na direção incorreta.

Este tipo de relé apresenta como desvantagens os seguintes pontos [5]:

- O relé é afetado pela resistência de arco, principalmente nas linhas curtas e com correntes de defeito consideradas fracas, ou seja, $<4000\text{A}$, em que a queda de tensão provocada pela resistência de arco o tende a impedir de funcionar corretamente. Esta afirmação é facilmente explicada pela fórmula de van C.Warrington (explicado mais à frente pela equação 21);
- O relé é afetado também pelas variações de carga e também pelas oscilações da rede, devido à sua característica de alcance de uma área bastante extensa. Para uma carga muito forte, o ponto da impedância de carga, figurativamente, pode deslocar-se em direção à característica do relé e entrar na zona de operação. Para uma carga fraca, este ponto figurativo irá deslocar-se na direção contrária.

De modo a ser mais fácil o ajuste dos relés, pode-se adicionar ao diagrama R-X, as zonas de proteção, que no caso do relé de impedância, obtém-se um diagrama, tal como ilustrado na Figura 28.

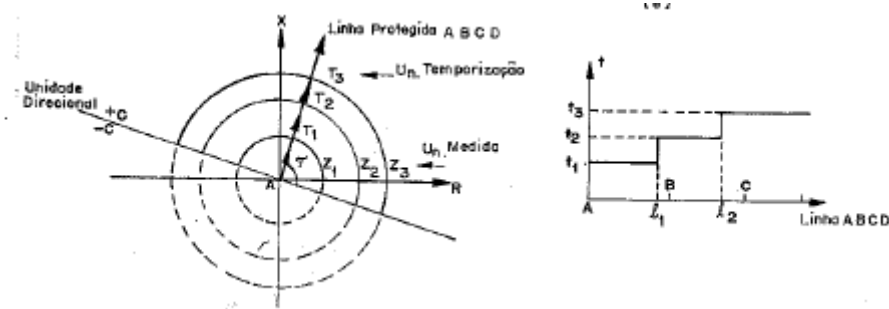


Figura 28: Diagrama do relé de impedância com as zonas de proteção [4]

A fórmula de van C.Warrington está representada pela equação 21. Esta fórmula demonstra que a resistividade do arco depende da corrente e do seu aumento ao longo do tempo, porque o comprimento do arco se apresenta como um último fator. Geralmente, inicia-se com um valor baixo, tal como 1 ou 2 Ω durante 0,5 s, e aumenta exponencialmente entre 25-50 Ω , e depois atinge o seu ponto de rutura, e então a resistência volta a ter o seu valor reduzido.

$$R_{arco} = \frac{8750 \cdot (S + 3vt)}{I^{1,4}} \quad (21)$$

Em que:

- **S**: Espaço entre condutores, no caso de defeitos entre as fases e a terra, no caso de defeito à terra representa o comprimento do isolador;
- **v**: Velocidade do vento;

- **t**: Tempo de duração do arco.

O S , independentemente de se iniciar com um defeito entre fase e terra ou um defeito à terra, aumenta com a presença do vento. Obtendo-se, como exemplo, a Figura 29. O R_{arco} , obtém-se pela utilização da fórmula da corrente I_{min} , que corresponde à potência de curto-circuito mínima da rede.

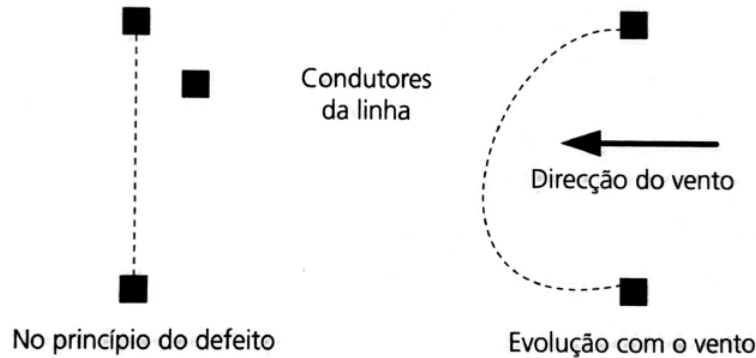


Figura 29: Influência do vento no comprimento do arco [5]

Por exemplo:

Em 380 kV, toma-se $S = 10$ m;

Em 220 kV, toma-se $S = 6$ m;

Em 150 kV, toma-se $S = 5$ m;

Em 70 kV, toma-se $S = 3$ m;

4.6.1.2 Relé de admitância ou mho auto-polarizado

Os relés de admitância são mais indicados para linhas de transporte consideradas longas, dado que a característica operacional ocupa um espaço inferior no diagrama R-X, o que os torna menos sensíveis às oscilações indesejáveis de potência. Mesmo que a resistência de arco seja elevada, não correspondendo adequadamente à característica desse relé, não há restrição quanto à sua aplicação em linhas de transporte longa, pois o valor da impedância é muito superior à resistência de arco [7].

Este relé também é denominado de mho auto-polarizado, porque a sua característica desenhada num diagrama de admitância, é uma reta. Contudo, num diagrama de impedância, ilustrado na Figura 30, a sua característica é um círculo cuja circunferência é tangente à origem, e como se pode observar, a sua natureza é direcional, operando apenas para defeitos à frente do relé da linha AB [5, 10].

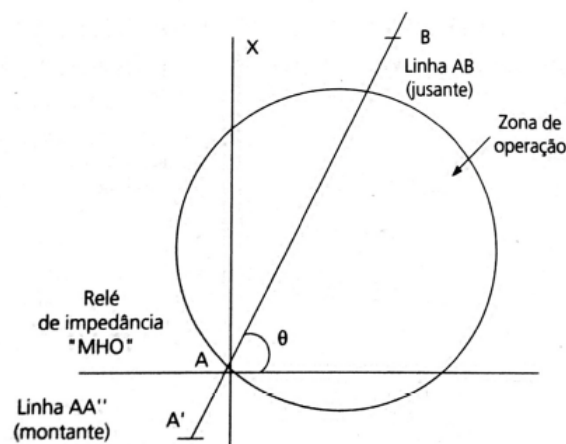


Figura 30: Diagrama do relé de mho auto-polarizado [5]

Algumas vantagens deste tipo de relé, são [5, 10]:

- Adição de um sinal de polarização, através da combinação das qualidades do controle de alcance com o controle direcional, o que permite eliminar o problema de competição entre os contactos de ambos se utilizados separadamente;
- A sua inclinação de ângulo de linha, pode ser escolhida para abranger o máximo de resistência de defeito, dentro do possível.

Porém, algumas desvantagens deste tipo de relé, são [5]:

- Pode, tal como o relé de impedância, ser afetado pela resistência de defeito e oscilações de rede, devido ao alcance de uma área bastante extensa, ocupada pela característica direcional para a sua direita;
- Apresenta uma grande sensibilidade à carga, pela mesma razão descrita no ponto anterior;
- Não consegue assegurar uma reserva, em relação a defeitos localizados nos barramentos da subestação.

Na medição da proteção de distância, apenas o componente de reatância da impedância de defeito pode ser utilizada para determinar efetivamente a distância até ao defeito. O componente resistivo pode variar devido à resistência de arco indeterminada, ou seja, resistência de defeito, no local da falha. O limite de alcance na direção X deve, portanto, ser o mais plano possível, paralelo ao eixo R, idealmente uma linha reta de reatância, ilustrado pela Figura 31a.

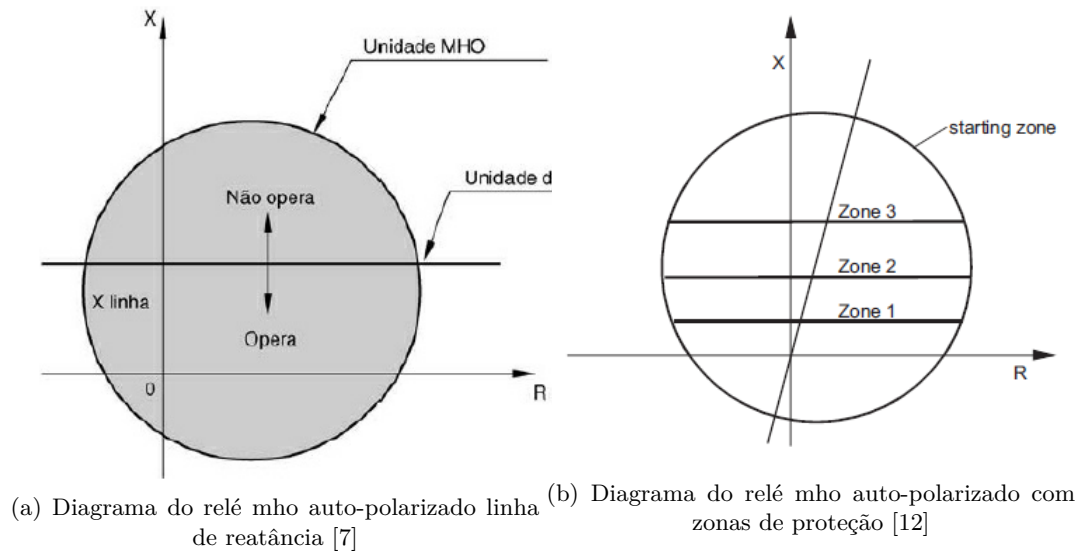


Figura 31: Característica do relé mho auto-polarizado

O alcance na direção R deve ser limitado, para evitar a invasão de impedâncias de carga. Os relés eletromecânicos tentaram fazer isso, com uma combinação de círculos e linhas retas, tal como demonstrado na Figura 31b, [12].

4.6.1.3 Relé mho deslocado

Em condições de defeito próximas, quando a tensão do relé é nula ou próxima de zero, um relé que utiliza a característica de relé tipo mho auto-polarizado, pode falhar na sua operação esperada. Métodos para evitar esta condição incluem, o uso de impedâncias com características não direcionais, mho deslocado, deslocamento lenticular, ou então impedância com características direcionais e polarização em quadratura e memória polarizada.

O relé mho deslocado, é semelhante ao relé auto-polarizado, mas como podemos observar pela Figura 32, apresenta uma curva de característica circular à origem do diagrama, de forma a se conseguir ver os defeitos próximos não só na linha como nos a montante, tais como nos barramentos das subestações. Deste modo, o elemento de medida opera para defeitos a jusante e montante.

Se for aplicada uma polarização de corrente, a característica mho é deslocada em torno da origem, então o elemento de medição pode operar próximo do defeito em ambas as direções, para montante e jusante.

O relé do tipo mho deslocado tem duas aplicações principais [5, 10]:

1. Zona 3 e reserva para defeitos nos barramentos;
2. Critério de teleproteções no esquemas de proteção de distância com bloqueio.

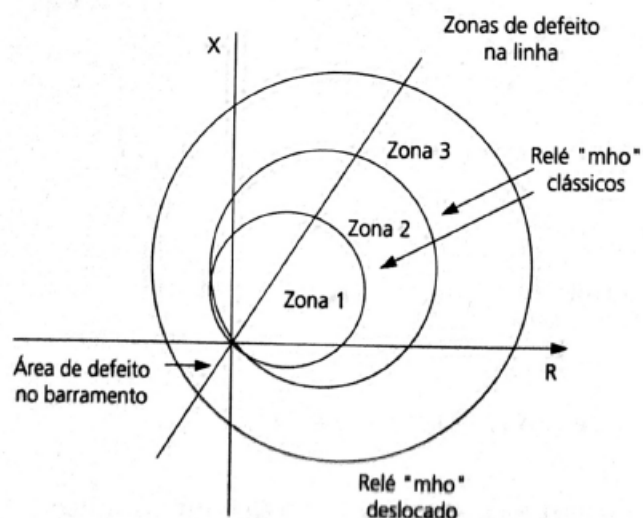


Figura 32: Diagrama do relé mho deslocado [5]

Na zona 3 e reserva para defeitos nos barramentos, é utilizado em conjunto com elementos de medida de mho, um detetor de defeito e/ou um elemento de medida da Zona 3. Dessa forma, o alcance inverso vai até à área de defeito no barramento, como podemos observar pela Figura 32, o que proporciona uma proteção de reserva para defeitos no barramento. Esta proteção também pode ser alcançada com a utilização de uma característica poligonal.

Outro benefício da aplicação da zona 3, é para a proteção de corte para o defeito, SOTF, em que o tempo de atraso da Zona 3 seria curto-circuitado por um período curto, consecutivamente após a energização da linha, permitindo uma rápida eliminação do defeito em qualquer lugar da linha protegida.

Um exemplo de configuração do relé tipo mho deslocado com esquemas de bloqueio de teleproteção, está demonstrado na Figura 33, onde um sinal de carrier é transmitido se o defeito for externo à linha protegida, mas tem de estar dentro do alcance do relé tipo mho deslocado, de forma a evitar atuações adiantadas na Zona 2 e Zona 3 do relé na subestação remota.

Transmissões são inibidas para defeitos internos devido à atuação do elemento de medida local do tipo mho, que permite uma rápida eliminação de defeito pelos disjuntores, de uma modo local e remoto [5, 10].

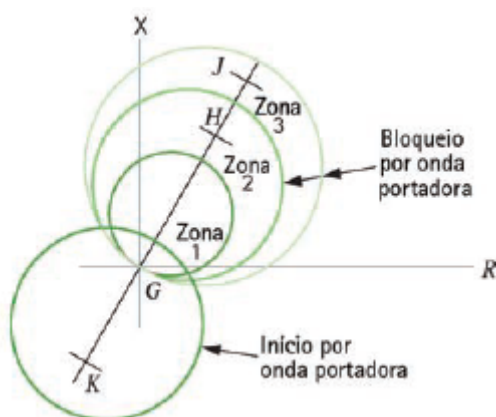


Figura 33: Diagrama do relé mho deslocado com onda portadora num esquema de teleproteção [11]

4.6.1.4 Relé mho a polarização cruzada

O relé auto-polarizado tem uma zona morta para os defeitos próximos do seu local de instalação. Como já mencionado previamente, como a característica passa pela origem do diagrama de impedância, a impedância curto-circuito, Z_{cc} , tende para zero, mas o mesmo acontece com a tensão, V_{cc} .

Por esta razão, durante defeitos próximos, não é possível determinar se o defeito se encontra a jusante ou montante do relé, e com isso determinar a direção com a utilização da tensão de defeito.

É de notar que, o tempo de operação do relé, é mais longo para defeitos próximos porque a impedância de defeito aparenta estar no limite da característica de disparo. Num relé eletromecânico, isso é representado por um fraco binário, enquanto que, nos relés digitais é apresentado uma dificuldade que provém da repetição da medição, cuja se torna mais agravada pelas interferências que apareçam, se houver a utilização de transformadores capacitivos.

Para se solucionar este problema, é possível ao se adicionar uma percentagem de tensão em uma ou mais fases à tensão de defeito. Por consequência, a grandeza do círculo aumenta, pelo que a origem está incluída. Aquando defeitos trifásicos, é recomendado utilizar uma memória de tensão antecedente ao defeito, cuja influência na característica deste tipo de relé é ilustrada na Figura 34.

Aquando defeitos a montante, a corrente curto-circuito circula na direção oposta do relé, e consequentemente a corrente é invertida em relação à tensão.

Assim, a corrente entra com sinal negativo, o que altera totalmente a característica do relé, ficando com os defeitos a montante fora do alcance do relé.

Para este tipo de defeitos, acontece a exclusão da origem do diagrama de impedâncias, proporcionando um comportamento direcional correto para defeitos próximos, localizadas atrás, ou seja, a jusante do relé [5].

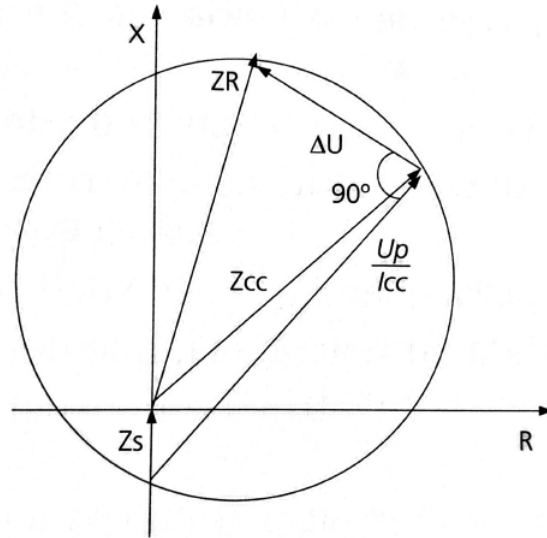
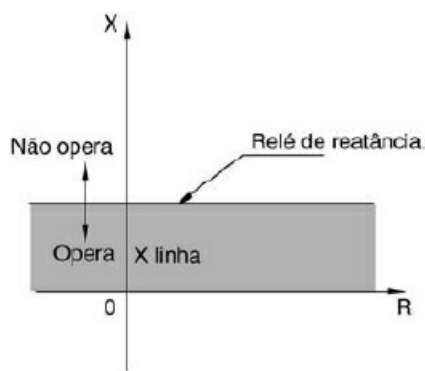
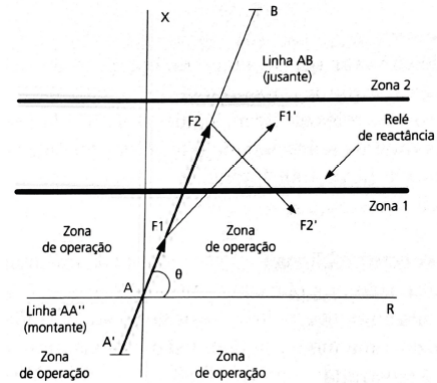


Figura 34: Diagrama do relé mho com polarização cruzada [5]



(a) Diagrama de relé de reatância



(b) Diagrama do relé de reatância sem unidade direcional

Figura 35: Característica no diagrama do relé de reatância [7, 5]

4.6.1.5 Relé de reatância

Os relés de reatância são mais indicados para linhas de transporte consideradas curtas, na qual a resistência de arco pode atingir um valor significativo, quando comparado com a impedância da linha de transporte [7].

O relé de reatância apresenta a sua característica no digrama de impedância por uma linha reta paralela ao eixo R, ou seja, das abcissas, como podemos observar pela Figura 35a, com a utilização das zonas de proteção obteremos um diagrama tal como o ilustrado na Figura 35b.

A sua regulação não varia conforme a resistência de defeito, visto que apenas mede a componente reativa da linha. Assim sendo, para se detetar o valor desta resistência de defeito, é necessário a utilização de relés de reatância.

Se houver uma rotação da resistência de defeito no diagrama, isso pode levar a uma não seletividade, se esta resistência for rodada para baixo. Se o contrário ocorrer, e a resistência de defeito for rodada para cima, isso resultará numa forte diminuição da resistência de defeito detetável.

Dado que este tipo de relé apresenta uma característica de reatância não direcional e é aberto na direção do eixo da abcissa, apresentam algumas desvantagens tais como [5]:

- Sensibilidade para as oscilações da rede;
- Sensibilidade às variações de carga pois não apresenta nenhum controlo de alcance resistivo;
- Só conseguem detetar a resistência de defeito a de uma forma limitada, apesar que deveriam disponibilizar uma grande reserva da resistência de defeito;
- Não é direcional e pode funcionar para defeitos a montante do relé.

Uma solução para estas questões problemáticas é a adição de um relé mho para o tornar imune ao funcionamento a montante e também com correntes de carga e oscilações moderadas pela rede.

O relé de reatância com uma unidade direcional integrada tem as características ilustradas pela Figura 36.

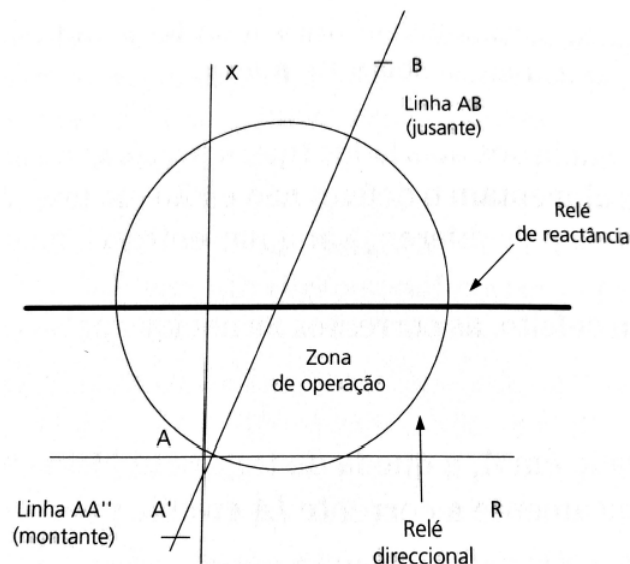


Figura 36: Diagrama do relé de reatância com unidade direcional [5]

4.6.1.6 Relé de tipo poligonal

Uma solução mais abrangente do que a apresentada anteriormente, é adicionar uma unidade direcional com uma limitação ao longo do eixo dos R, a fim de garantir uma seletividade total. Desta forma, obtemos uma característica tipo poligonal, tal como apresentada pela Figura 37, [5].

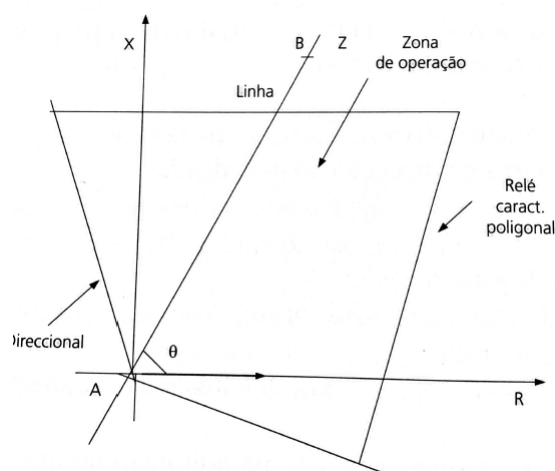


Figura 37: Diagrama do relé poligonal [5]

Este tipo de relé apenas é utilizado como relé digital e possui uma característica resistiva e reativa que são ajustados independentemente. Os valores de R e X da impedância de curto-circuito são calculados inicialmente, depois é determinada a posição das zonas de distância pela comparação dos limites da zona, característica com as zonas demonstradas na Figura 38.

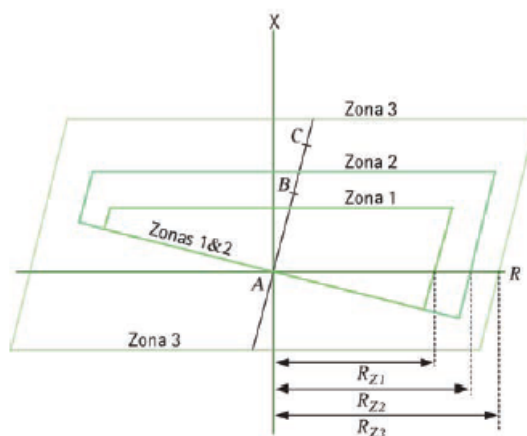


Figura 38: Diagrama do relé poligonal com as zonas de proteção [11]

Este tipo de relé proporciona uma melhor cobertura resistiva dos defeitos comparativamente com os relés do tipo mho, para linhas classificadas como longas, o que é bastante vantajoso, sobretudo, nos casos de defeitos à terra, onde a resistência de arco e a resistência de defeito à terra influenciam negativamente, resultando num aumento dos valores de resistência total de defeito.

Algumas vantagens deste tipo de relé com esta característica são [5]:

- Bastante flexibilidade, relativamente à cobertura dos defeitos entre fases e entre fases e a terra. Por esta razão, uma quantidade relevante dos relés modernos contêm a possibilidade de programação deste tipo de característica;
- É afetado minimamente pela resistência de defeito, visto que existe um controlo flexível de alcance resistivo;
- É pouco afetado pela variação de carga devido ao formato da parte direita da sua característica;
- É pouco afetado pelas oscilações de rede comparativamente com os relés anteriores, pela mesma razão mencionada no ponto anterior.

De modo a evitar erros excessivos na precisão do alcance de zona, é habitual implementar um alcance máximo resistivo em termos de impedância de alcance de zona. Estas sugestões a esse respeito, comumente podem ser encontradas nos manuais dos respetivos relés [5, 10].

4.6.2 Comissionamento e manutenção

A instalação de relés de proteção apresentam um risco na ocorrência de erros na implementação do esquema. Os testes de comissionamento são realizados de modo a demonstrar que uma configuração de proteção específica foi usada corretamente antes de colocar em funcionamento. Todos os aspetos da configuração são verificados minuciosamente, desde a instalação do equipamento correto, passando pelas verificações de cabos até verificações de operação dos itens individuais do equipamento, terminando com o teste da configuração completa.

O relé de distância é um dos componentes mais importantes do sistemas de proteção disponíveis para engenheiros de proteção. A complexidade dos equipamentos, assim como a necessidade de operação por longos períodos, pode resultar em desgastes elétricos, físicos e mecânicos, que devem ser periodicamente avaliados.

As manutenções periódicas são necessárias para descobrir falhas de equipamentos e degradação do serviço, de modo a que ações corretivas possam ser tomadas. Dado que a configuração de uma proteção funciona apenas em condições de falha, os defeitos podem não ser descobertos por um período substancial, até que uma falha ocorra. Os testes regulares auxiliam na descoberta de falhas que, de outra forma, permaneceriam não detectadas até que uma falha acontecesse.

No anexo B é apresentado o formulário de preenchimento do comissionamento para o relé de distância 670, Hitachi Energy, fornecido pela empresa ABB.

4.7 Conclusão

As gerações de equipamentos de proteção baseada na utilização de relés têm vindo a ser desenvolvidas de modo a satisfazer o contínuo aumento da complexidade e tecnologias existentes na rede elétrica.

Do mesmo modo, o relé de distância utilizado na proteção de distância se categorizou em diferentes tipos pelas várias necessidades que se verificou nas linhas ao longo do tempo.

A impedância vista pelo relé será praticamente a mesma, visto que no mesmo ponto que ocorre variações na tensão também ocorrem variações da corrente, ou seja, permanece constante, por essa razão o relé de distância apresenta um alcance constante. Os relés de distância que atuam conforme os valores de impedância são bidirecionais, ou seja, conseguem atuar no sentido a montante e/ou jusante.

O desempenho de um relé de distância é definido pela precisão de alcance e do tempo de atuação, ou seja, respetivamente, o correto dimensionamento tendo em conta os valores de alcance reais consoante o nível de tensão utilizado, e tendo em conta o comprimento da rede e das linhas é feita uma repartição de zonas, para compensar a sua não seletividade total, e a regulação dos relés de distância com as respetivas temporizações já padronizadas por zona.

O relé de distância demonstra ser um tipo de relé com um conceito simples pois atua consoante a impedância da linha de transporte proporcional à distância, contudo, não só tem em conta o valor da impedância como considera o ângulo de fase entre a tensão e a corrente curto-circuito. Tendo em conta estas grandezas, existe uma variedade de relé de distância com características de atuação distintas para se ajustar a características diferentes para cada linha.

Não há nenhuma regra explícita para a escolha automática do tipo de relé de distância, pois cada relé tem as suas vantagens e desvantagens, cujo peso assim como a sua complementação com os outros tipos de proteção perante as características da linha a ser colocado, terá de ser analisado pelo responsável do dimensionamento, contudo, atualmente os mais utilizados são os relés de distancia tipo MHO ou poligonal.

O relé de distância necessita não só de uma atenção para com o seu dimensionamento, como para a parametrização, coordenação e inclusive a sua manutenção periódica e correta instalação, de modo a que a médio ou longo prazo não comprometa a continuidade do funcionamento da rede e dos equipamentos.

Capítulo 5

Implementação

5.1 Introdução

O relé de distância apesar de ser mais utilizado para as linhas de transporte, também pode ser aplicado para as linhas de produção e de distribuição.

Neste capítulo são apresentados requisitos e características que permitem ao desenvolvimento de algumas ferramentas, nomeadamente uma otimização da seleção do tipo de relé consoante o comprimento da linha, e as necessidades do relé para com o tipo de linha a fim de se retirar uma referência associada à configuração desse dispositivo e o simular.

São apresentados também casos de estudo que serão analisados e testados com a utilização de um software desenvolvido pela SIEMENS para uma aplicação realista.

5.2 Selecionamento

A oscilação de rede e a resistência do arco, desempenham um papel importante na seleção do relé de distância para um esquema de proteção de distância específico. A tabela 1 apresenta as vantagens e desvantagens de cada tipo de relé de distância, com a respetiva recomendação ao tipo de linha de transporte.

	MHO	Impedância	Reatância	Poligonal ou quadrilateral
Resistência de arco	+	$\pm$	-	+
Oscilação de rede	-	$\pm$	+	-
Recomendado para	Linhas longas	Linhas médias	Linhas curtas	Linhas muito longas

Tabela 1: Vantagens, desvantagens e aplicação para cada tipo de relé de distância

O relé de reatância é mais afetado pela resistência de arco e menos afetado pelas oscilações de rede. A impedância de uma linha curta é reduzida, o valor da resistência do arco é comparável à impedância da linha e pode causar um erro apreciável. Portanto, uma unidade de relé independente da resistência do arco é mais indicada para linhas curtas contra defeitos de fase. As oscilações de rede ocorrem por curtos períodos de tempo.

O relé de impedância tem um efeito moderado, não só na resistência de arco como nas oscilações de rede.

O relé mho é menos afetado pela resistência de arco e mais afetado pelas oscilações de rede. A impedância da linha longa é significativa e o valor da resistência do arco não causará um erro apreciável. O efeito dos picos de energia permanece por mais tempo no caso de linhas longas e, portanto, o relé menos afetado por picos de energia é preferido para proteção de linhas longas.

O relé poligonal ou quadrilateral é mais afetado pela resistência de arco e menos afetado pelas oscilações de rede.

Através da classificação do comprimento das linhas de transporte, conseguimos ter uma indicação de qual relé de distância é o mais indicado. A sua classificação vai desde as linhas curtas, médias, longas e muito longas. As linhas de transporte curtas vão até 80 quilômetros ou desde que apresentem uma tensão inferior a 69kV, as linhas médias vão desde 80 a 250 quilômetros, as linhas longas estão entre os 250 e os 1000 quilômetros, e as linhas muito longas são todas as que tiverem um comprimento superior a 1000 quilômetros.

Dito isto, a tabela 2, permite se introduzir o comprimento da linha, e automaticamente é apresentada qual a sua classificação quanto ao tipo de linha e o relé de distancia mais recomendado para essa aplicação.

Comprimento (km)	Tipo de linha	Relé de distância

Tabela 2: Selecionamento do relé de distância

A tabela 3 expõe um exemplo de comprimento e a sua respetiva seleção.

Comprimento (m)	Tipo de linha	Relé de distância
900	Linhas longas	MHO ou admitância

Tabela 3: Exemplo de selecionamento do relé de distância

Estas classificações são baseadas nas reatâncias das linhas, que consoante a distância é exigida uma abordagem diferente, tal como por exemplo, na linha curta esta poder ser desprezada, enquanto que nas médias já pode ser dividida em duas partes por igual, uma mais próxima da produção e outra mais próxima da carga.

Contudo, estas considerações não devem ser seguidas a rigor durante um projeto e seleção das proteções, visto que se deve ter sempre em conta as particularidades da linha que se está a trabalhar.

5.3 Configuração

De modo a testar um relé de distância num caso real, as configurações são testadas com o software Didgi 5 e o SIPROTEC Digital Twin da Siemens, softwares não gratuitos e, portanto, utilizados com os recursos permitidos, ou seja, com a versão de experimentação e demo, respetivamente.

Digsi 5 é uma ferramenta de engenharia polivalente utilizada para a parametrização, comissionamento e operação de todos os dispositivos SIPROTEC 5.

O SIPROTEC DigitalTwin é uma réplica digital de um dispositivo SIPROTEC 5 físico, incluindo o seu algoritmo, funcionalidade e interfaces de comunicação.

Dito isto, no Digsi 5 é criado o projeto com a dispositivo a utilizar, após esta escolha utiliza-se o SIPROTEC para testar o dispositivo, este que na versão DEMO apenas me permite 10 minutos diários de simulação.

Estas proteções no software têm uma nomenclatura própria para cada tipo de configuração, a tabela 4 demonstra todas as configurações possíveis para os dispositivos presentes no software.

Toda esta informação foi conglomerada e automatizada na tabela 5 na qual, facilmente, se retira a referência específica a selecionar para o dispositivo SIPROTEC.

Nesta tabela temos várias configurações, respetivamente, tipo de proteção, proteção principal, tipo de disparo, o que apresentará a sua referência correspondente. A referência na posição das letras XX é estabelecida relativamente à proteção principal, e o tipo de disparo pela posição das letras YY.

Proteções de linha		
Proteções	Proteção de distância	SA
	Proteção diferencial	SD
	Proteção de distância e diferencial	SL
	Proteção de sobreintensidade	SJ
	Gestão de disjuntor	VK
Tipo de disparo	Disparo de 3 polos com 2 variantes de hardware	82
	Disparo de 3 polos com hardware de estrutura flexível	86
	Disparo de 1 e 3 polos	87
Proteções de sobreintensidade		
Proteções	Proteção de sobreintensidade	SJ
Tipo de disparo	Com hardware de estrutura flexível até 1 posição plug-in, 12 LEDs, sem teclas de função, sem PMU ou controlador de tensão	81
	Com hardware de estrutura flexível sem adição de módulo 1/6	82
	Com configuração flexível do hardware de estrutura flexível	85
Proteção de transformadores		
Proteções	Proteção de transformadores	TU
Tipo de disparo	Transformador de dois enrolamentos com 2 lados e 2 pontos de medição no máximo	82
	Transformador de dois enrolamentos com 2 lados e 5 pontos de medição no máximo, expansível até 3 lados	85
	Transformador de três enrolamentos com 3 lados e 6 pontos de medição no máximo, expansível até 4 lados	86
	Transformador de diversos enrolamentos com 5 lados e 9 pontos de medição	87
Proteção de motores		
Proteções	Proteção de motores	SK
Tipo de disparo	Com hardware de estrutura flexível	82
	Com configuração flexível do hardware de estrutura flexível	85
Proteção de geradores		
Proteções	Proteção de geradores	UM
Tipo de disparo	Com configuração flexível do hardware de estrutura flexível	85
Proteção de sincronização		
Proteções	Proteção de sincronização	VE
Tipo de disparo	Com configuração flexível do hardware de estrutura flexível	85
Proteção de barramentos		
Proteções	Proteção de barramentos	SS
Tipo de disparo		85
Proteção de controlo e automação		
Proteções	Proteção de controlo e automação	MD
Tipo de disparo		86
Proteção de registo de falhas		
Proteções	Proteção de registo de falhas	KE
Tipo de disparo		85
Proteção de transformadores de instrumentação		
Proteções	Proteção de transformadores de instrumentação	MU
Tipo de disparo		85

Tabela 4: Configurações de dispositivos no software SIPROTEC

	Configuração
Tipo de proteção	
Proteção principal	
Tipo de disparo	
Referência	7XXYY

Tabela 5: Tabela de configuração de referência do relé de proteção

Os tipos de proteções estão apresentados na Figura 39, nomeadamente: proteções de linha, sobreintensidade, transformadores, motores, geradores, sincronização, barramentos, controlo e automação, registo de falhas e transformadores de instrumentação.

	Configuração
Tipo de proteção	
Proteção principal	Proteções de linha
Tipo de disparo	Proteções de sobreintensidade
Referência	Proteção de transformadores
	Proteção de motores
	Proteção de geradores
	Proteção de sincronização
	Proteção de barramentos
	Proteção de controlo e automação

Figura 39: Configuração dos tipos de proteção

Se pretendermos um SIPROTEC para proteção de motores, obtém-se a Figura 40a com a referência 7SK85, se pretendermos uma proteção de sobreintensidade, existem três modelos alternativos mencionados pela Figura 40b, se um hardware de estrutura flexível com configuração flexível for suficiente, obtém-se a referência 7SJ85 ilustrado pela Figura 40c

	Configuração
Tipo de proteção	Proteção de motores
Proteção principal	Proteção de motores
Tipo de disparo	
Referência	7SK85

(a) Configuração SIPROTEC para a proteção de motores

	Configuração
Tipo de proteção	Proteções de sobreintensidade
Proteção principal	Proteção de sobreintensidade
Tipo de disparo	Com hardware de estrutura flexível até 1 posição plug-in
Referência	Com hardware de estrutura flexível até 1 posição plug-in, 12 LEDs, sem
	Com hardware de estrutura flexível sem adição de módulo 1/6
	Com configuração flexível do hardware de estrutura flexível

(b) Configuração SIPROTEC para a proteção de sobreintensidade

	Configuração
Tipo de proteção	Proteções de sobreintensidade
Proteção principal	Proteção de sobreintensidade
Tipo de disparo	Com configuração flexível do hardware de estrutura flexível
Referência	7SJ85

(c) Referência na configuração da proteção de sobreintensidade

Figura 40: Configurações para a proteção de motores e de sobreintensidade

As proteções de linha estão apresentadas na Figura 41a, tais como, proteção de distância, proteção diferencial, proteção de distância e diferencial, proteção de sobreintensidade como *backup* e gestão do disjuntor, esta última com funções tais como, a verificação de sincronismo, a proteção de falha do disjuntor ou o religamento automático.

A Figura 41b demonstra a seleção do tipo de disparo, ou seja, se se pretende um disparo de 3 polos com duas variantes de hardware, disparo de 3 polos com hardware de estrutura flexível ou disparo de 1 e 3 polos.

O hardware dos dispositivos SIPROTEC são configuráveis, e oferecem duas estratégias, ou se escolhe um dispositivo pré-configurado com uma estrutura quantitativa já adaptado à sua aplicação, ou constrói-se o hardware do dispositivo conforme a nossa necessidade ou aplicação, denominado de hardware de estrutura flexível.

	Configuração
Tipo de proteção	Proteções de linha
Proteção principal	Proteção de distância
Tipo de disparo	Proteção de distância
Referência	Proteção diferencial
	Proteção de distância e diferencial
	Proteção de sobreintensidade
	Gestão de disjuntor

(a) Tipos de proteção de linha

	Configuração
Tipo de proteção	Proteções de linha
Proteção principal	Proteção de distância
Tipo de disparo	Disparo de 3 polos com 2 variantes de hardware
Referência	Disparo de 3 polos com 2 variantes de hardware
	Disparo de 3 polos com hardware de estrutura flexível
	Disparo de 1 e 3 polos

(b) Tipo de disparo da proteção de distância

Figura 41: Configurações para proteção de distância

Para um caso exemplar será selecionada como proteção principal a proteção de distância, com um disparo de 3 polos com duas variantes de hardware, ou seja, a referência do dispositivo a adicionar no Digsig 5 é 7SA82, ilustrada pela tabela 6.

	Configuração
Tipo de proteção	Proteções de linha
Proteção principal	Proteção de distância
Tipo de disparo	Disparo de 3 polos com 2 variantes de hardware
Referência	7SA82

Tabela 6: Exemplo de uma configuração para proteção de distância

5.4 Casos de estudo

Depois de obtida a referência do dispositivo, cria-se um projeto novo no Digsí 5, que apresenta o aspeto inicial da Figura 42.

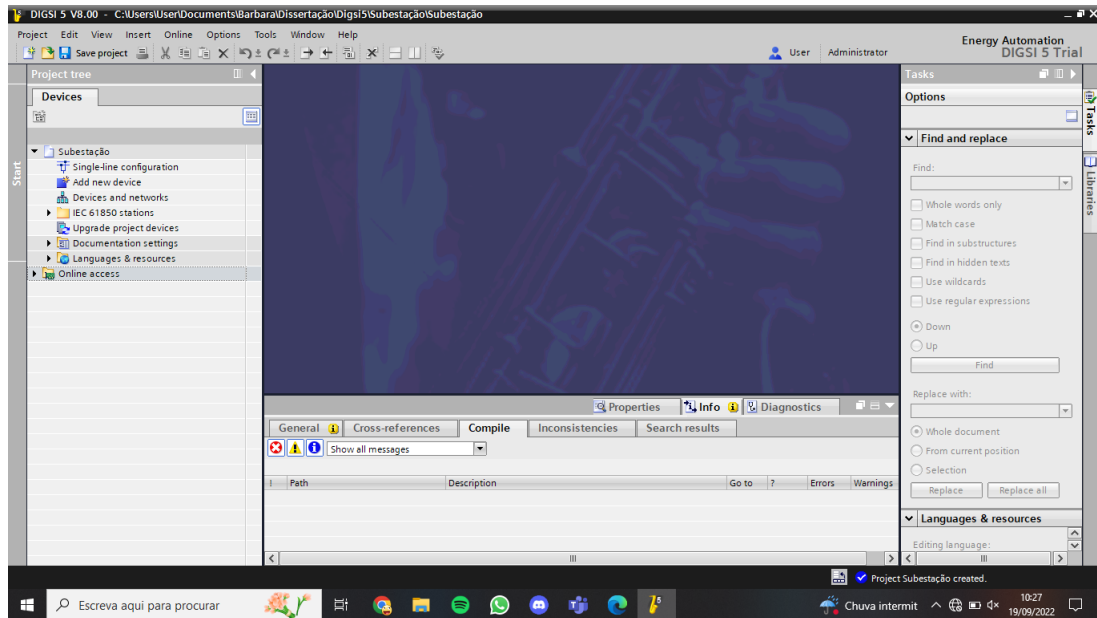
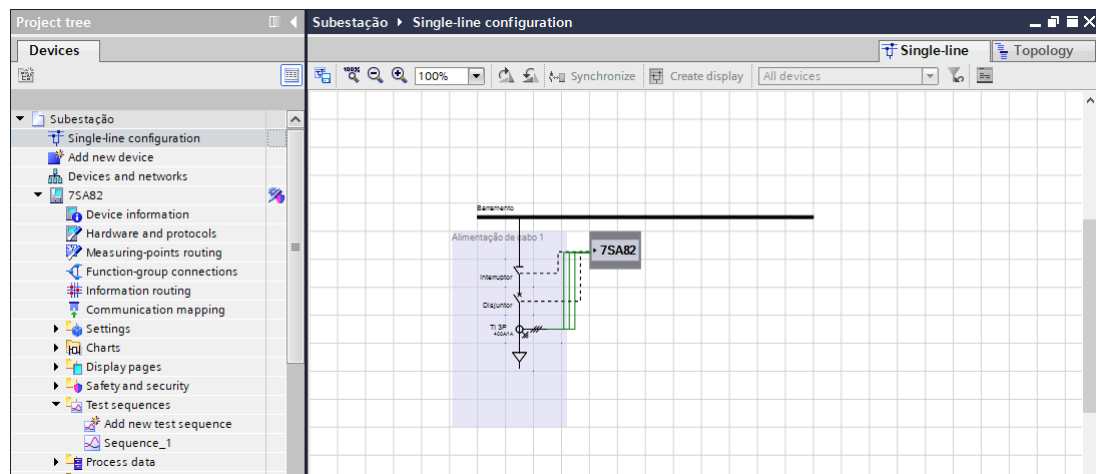


Figura 42: Tela de novo projeto no Digsí 5

5.4.1 Caso de estudo 1

Como primeiro caso de estudo, a proteção de distância será colocada a proteger uma linha de 320 m com um interruptor, disjuntor e um transformador de corrente apresentando a configuração da Figura 43a, e as características na Figura 43b.



(a) Configuração da linha

Rated values	
21.9001.101	Rated current: 400 A
21.9001.102	Rated voltage: 90.00 kV
21.9001.103	Rated apparent power: 62.4 MVA

Line data	
21.9001.149	Neutral point: grounded
21.9001.112	C1 per length unit: 0.003 $\mu\text{F/km}$
21.9001.148	C0 per length unit: 0.003 $\mu\text{F/km}$
21.9001.113	X per length unit: 0.2100 Ω/km
21.9001.114	Line length: 0.32 km
21.9001.108	Line angle: 85.00 $^\circ$
21.9001.104	Kr: 1.00
21.9001.105	Kx: 1.00
21.9001.119	CT saturation detection: no
21.9001.111	Series compensation: no
21.9001.110	Series capacit. reactance: 0.000 Ω

(b) Características da linha

Figura 43: Caso de estudo 1 no Digsí 5

A partir daqui conseguimos realizar várias alterações, tais como a características de comunicação e alteração do hardware, caso tenhamos escolhido uma proteção que assim o permita. A Figura 44 demonstra uma imagem do aspeto do dispositivo físico, assim como a sua parte de trás, que nos mostra os módulos de comunicação já definidos com o dispositivo que selecionamos.

Todos os módulos tem dois slots para adições de módulos de comunicação e o equipamento tem uma porta ethernet J, que pode ser utilizada para aceder com o equipamento em específico no digsi 5, entre muitas outras opções.

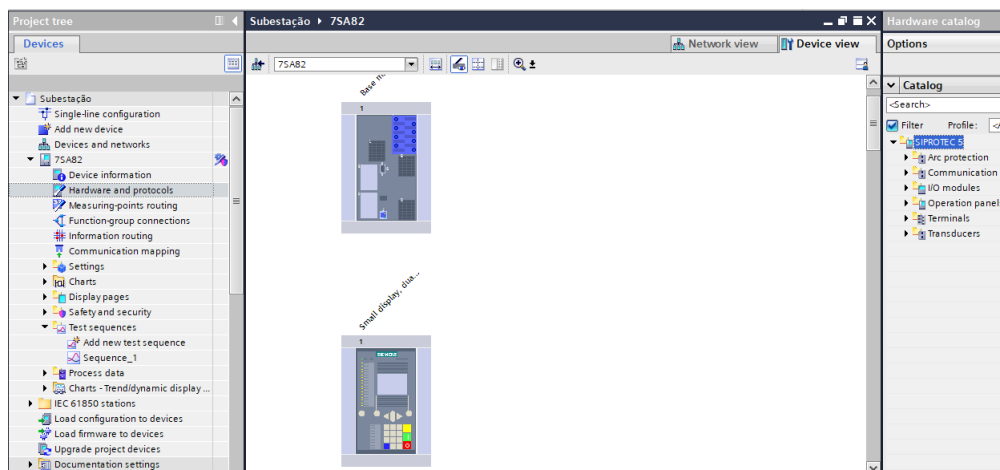


Figura 44: Configuração de hardware no Digsi 5

Antes de testarmos, conseguimos ter uma visão geral da informação da *performance* do dispositivo, e verificar se a configuração irá correr no dispositivo real em diferentes esquemas de proteção, alimentações, configurações e proteções, o que pela Figura 45 conseguimos averiguar em como isso ocorre para todas as aplicações enunciadas.

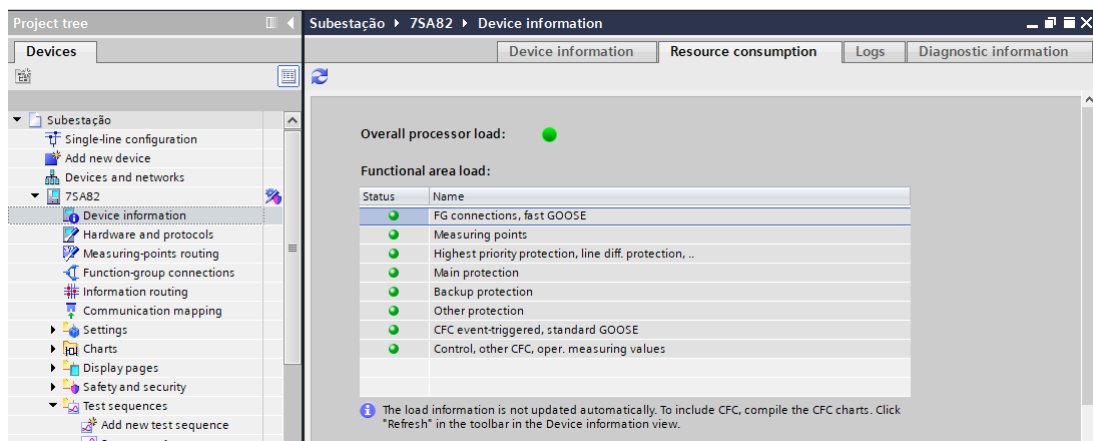


Figura 45: Informação do dispositivo

Dentro das várias áreas funcionais já estudadas e apresentadas neste documento, desde diferentes proteções, tipos de proteções, proteções primárias ou secundárias, estão também aqui elencadas pontos de medição, Goose e CFC.

Os pontos de medição são o link de ligação entre as entradas físicas de um dispositivo SIPROTEC e os grupos de funções de um aplicativo. Os pontos de medição conduzem os valores de corrente e tensão entregues por transformadores além das funções nos grupos de funções.

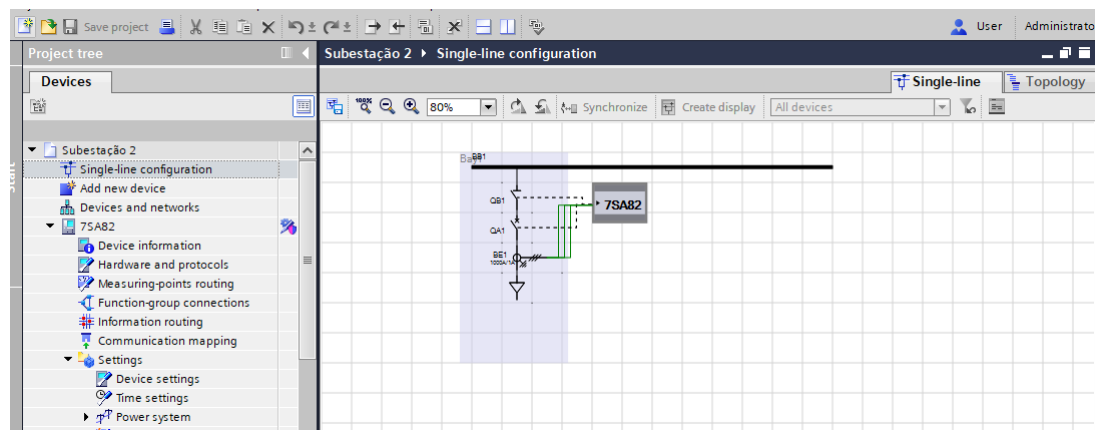
Goose (the generic object oriented substation event), é um modelo de controle definido pelo IEC 61850 que fornece um mecanismo rápido e confiável de transferência de dados de eventos por redes de subestações, ou seja, permite a troca rápida de dados entre dispositivos e, portanto, pode substituir a troca cruzada entre dispositivos por conexões de comunicação. O maior benefício da IEC 61850 é a interoperabilidade perfeita de dispositivos de diferentes tipos e origens.

CFC é a designação para *Continuous function chart*, na sua tradução, gráfico de função contínua, ou seja, permite configurar e adicionar funções para o dispositivo.

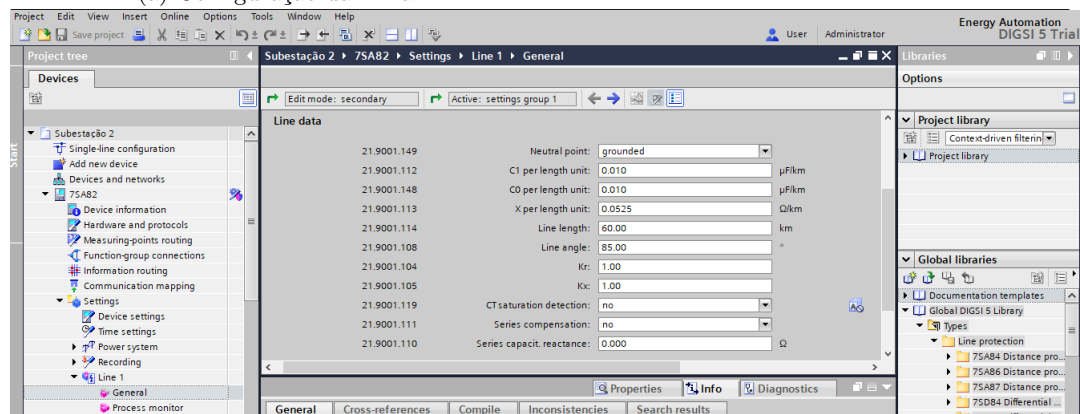
5.4.2 Caso de estudo 2

Num segundo caso de estudo, a proteção de distância será colocada a proteger uma linha de 60 km com um interruptor, disjuntor e um transformador de corrente, apresentando a configuração da Figura 46a, e as características na Figura 46b.

Verificando a *performance* do dispositivo, averigua-se um resultado positivo para todas as aplicações enunciadas na Figura 47.



(a) Configuração da linha



(b) Características da linha

Figura 46: Caso de estudo 2 no Digsig 5

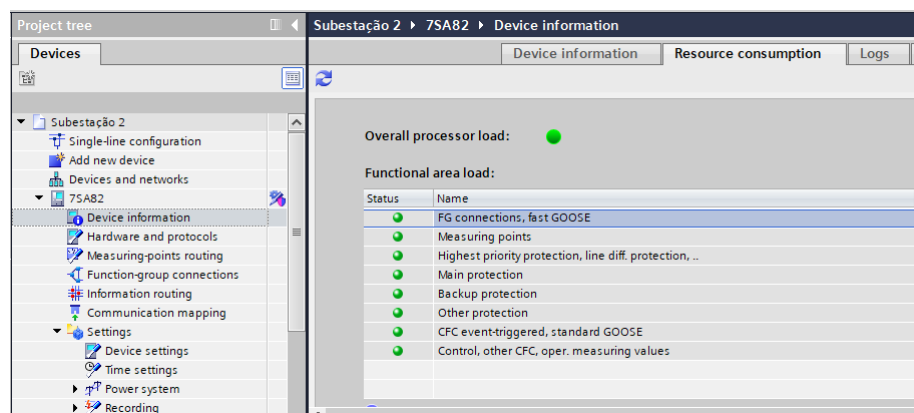
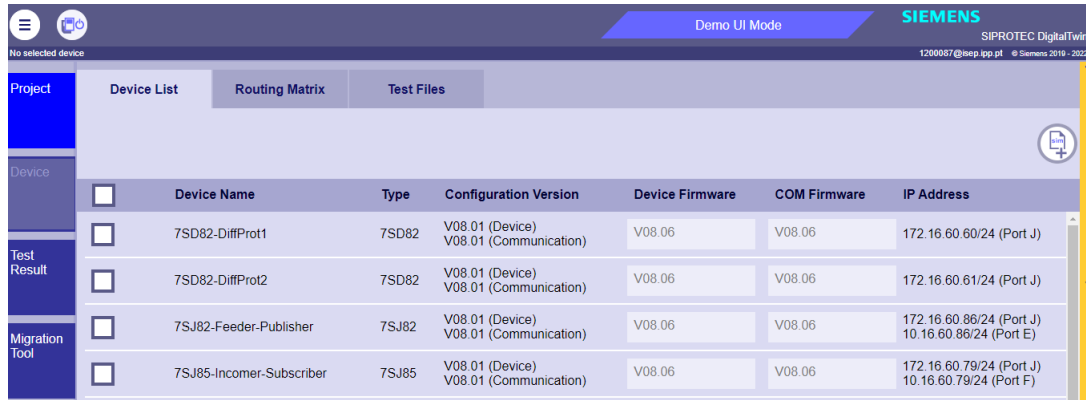


Figura 47: Caso de estudo 2 - Informação do dispositivo

5.5 Simulação e resultados

Após concluída a configuração, guarda-se o dispositivo que fica gravado como ficheiro SIM, para se poder adicionar à lista do SIPROTEC 5, software com o aspeto inicial da Figura 48, a fim de o testar e simular.



	Device Name	Type	Configuration Version	Device Firmware	COM Firmware	IP Address
☐	7SD82-DiffProt1	7SD82	V08.01 (Device) V08.01 (Communication)	V08.06	V08.06	172.16.60.60/24 (Port J)
☐	7SD82-DiffProt2	7SD82	V08.01 (Device) V08.01 (Communication)	V08.06	V08.06	172.16.60.61/24 (Port J)
☐	7SJ82-Feeder-Publisher	7SJ82	V08.01 (Device) V08.01 (Communication)	V08.06	V08.06	172.16.60.86/24 (Port J) 10.16.60.86/24 (Port E)
☐	7SJ85-Incomer-Subscriber	7SJ85	V08.01 (Device) V08.01 (Communication)	V08.06	V08.06	172.16.60.79/24 (Port J) 10.16.60.79/24 (Port F)

Figura 48: Tela da versão DEMO do software SIPROTEC DigitalTwin

A lista apresentada é a lista de dispositivos no SIPROTEC, pode-se selecionar vários de uma vez de modo a testar a seletividade entre eles, porém, este software é pago, e na versão DEMO apenas é permitido simular um de cada vez e não é concedido adicionar ficheiros SIM, ou seja, não é possível testar o dispositivo com as características pré-determinadas anteriormente, tendo de me restringir aos elementos aqui presentes.

Tendo isso em conta, a ideia inicial era utilizar o dispositivo mais próximo ao pretendido, 7SD82, uma proteção diferencial que também é uma proteção de linha, contudo, aquando o teste são apresentados erros, demonstrados na Figura 49, tais como o *Group warning*, o que indica que o dispositivo está em *fallback mode* e pelo manual de operação deste software, assinala a presença de uns erros fatais que deveriam ser analisados pela equipa de reparação, e passo a citar "Certos erros fatais do dispositivo fazem com que o dispositivo caia imediatamente no modo de *fallback*. Erros fatais do dispositivo são erros que não podem ser resolvidos por uma reinicialização do dispositivo. Uma indicação exibe o tipo de erro. A partir disso, você pode derivar etapas adicionais (por exemplo, entrar em contacto com o departamento de reparações). O dispositivo fica permanentemente fora de operação, uma falha é evitada."[24].

Considerando este problema e a limitação nos recursos e opções em fazer qualquer alteração para com o dispositivo de modo a contornar, um outro dispositivo foi selecionado.



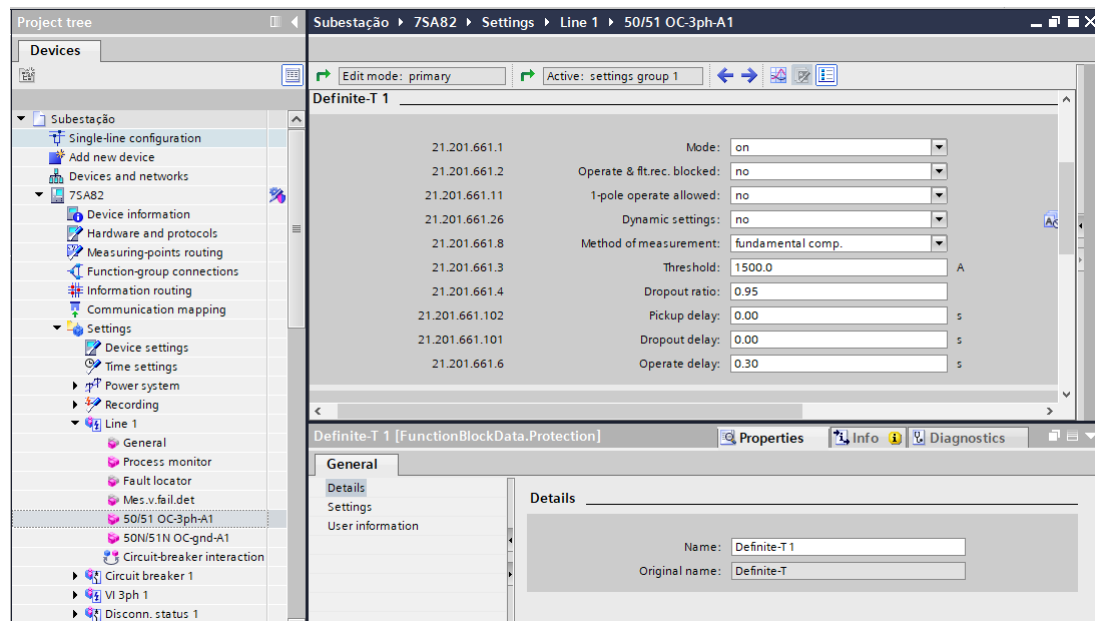
Figura 49: Erros do 7SD82

5.5.1 Caso de estudo 1

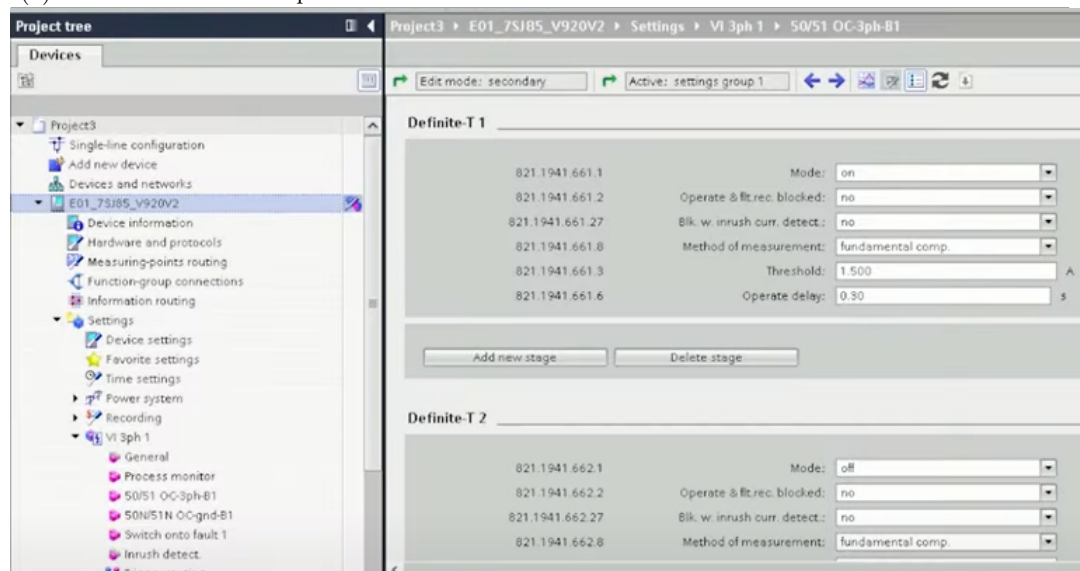
Para o primeiro caso de estudo o dispositivo considerado para se averiguar e verificar os resultados foi o 7SJ85, uma proteção de sobreintensidade com uma configuração flexível do hardware de estrutura flexível, no qual foi injetado via GOOSE uma voltagem de 57V e uma corrente de 1A com 240 graus de fase a uma frequência de 50Hz, valores divulgados pela Figura 51a.

Foi estabelecido um máximo admissível para um primeiro estágio na linha de 1,5A, tal como ilustrado na Figura 50a, que no dispositivo inicial 7SA82 seria 1500A tal como demonstrado na Figura 50b.

O valor de 1,5A é um valor irrealista, contudo, informação adicional não estava disponível.

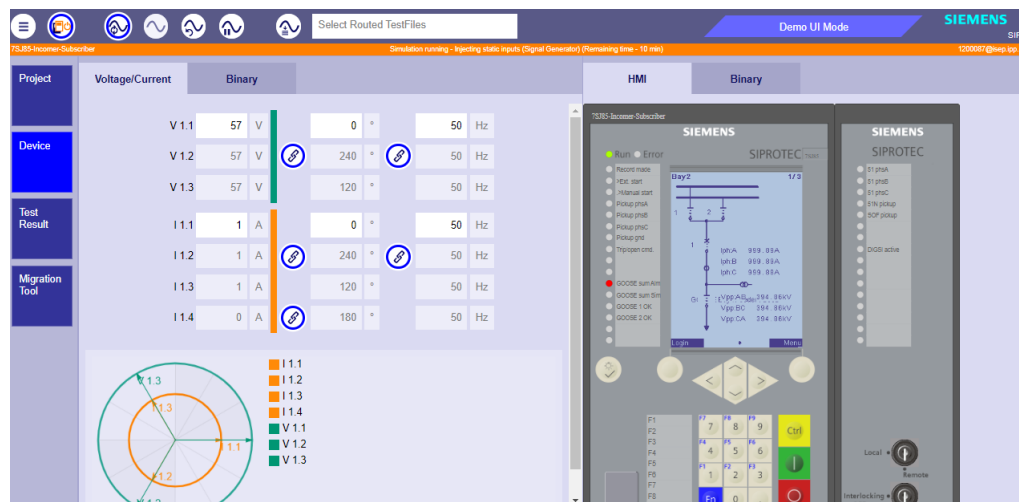


(a) Limite de linha do dispositivo inicial 75A82

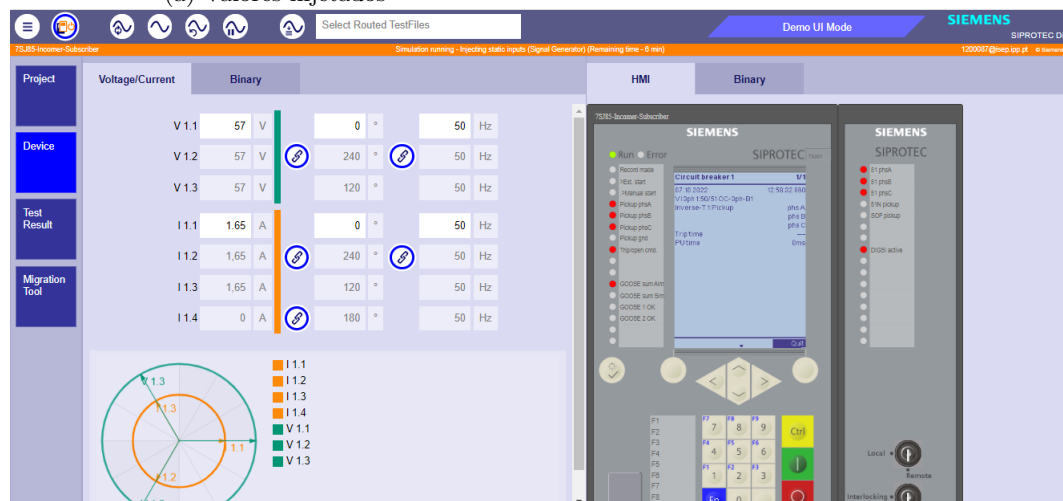


(b) Limite de linha do dispositivo

Figura 50: Limites de linha



(a) Valores injetados



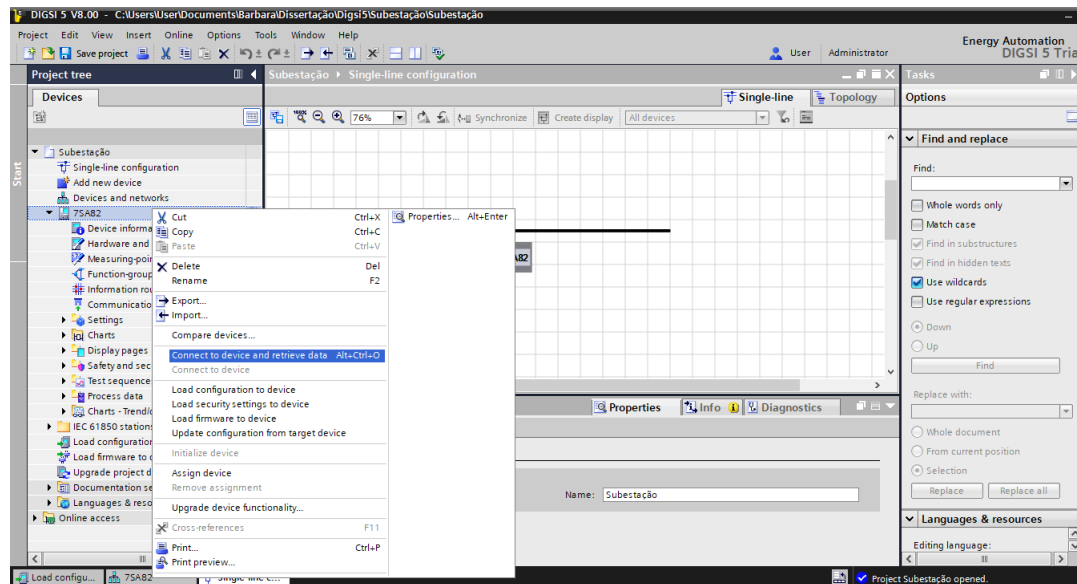
(b) Disjuntor acionado

Figura 51: Teste do dispositivo 7SJ85

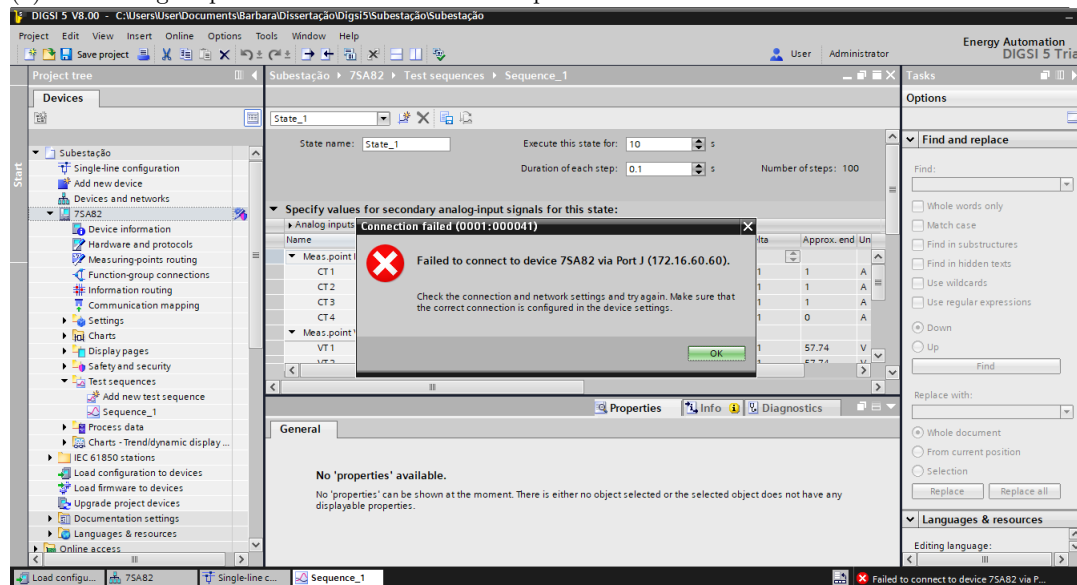
Aumentou-se a corrente para 1,65A, e tal como esperado, o disjuntor foi acionado devido a uma falha nas três fases, A,B e C, o que se consegue verificar pela Figura 51b.

É possível também visualizar o estado dos equipamentos, aberto ou fechado, pela ecrã do dispositivo, e até mesmo altera-los nas opções dos binários ao selecionar no equipamentos correspondente se o estado dele é OH caso o queiramos aberto, ou CH, caso o queiramos em estado fechado.

Após esta simulação no SIPROTEC, é possível obter um registo de falhas no programa Digsy 5 e seleccionar a opção conectar com o dispositivo e retirar os dados, o que no nosso caso de estudo se faria da forma apresentada pela Figura 52a, e visto que não é possível aplicar o dispositivo 7SA82 no SIPROTEC, é esperado o noticiado de erro de comunicação, apresentado na Figura 52b.



(a) Tela do Digsi 5 para conectar os dados com dispositivo SIPROTEC



(b) Digsi 5 erro de conexão para dispositivo 7SA82

Figura 52: Conexão de dados do 7SA82 no Digsi 5

5.5.2 Caso de estudo 2

Para o segundo caso de estudo o dispositivo considerado para se averiguar e verificar os resultados foi o 7SJ82, uma proteção de sobreintensidade com hardware de estrutura flexível sem adição de módulo 1/6, no qual foi injetado via GOOSE uma voltagem de 57V e uma corrente de 1A com 240 graus de fase a uma frequência de 50Hz, valores divulgados pela Figura 53.

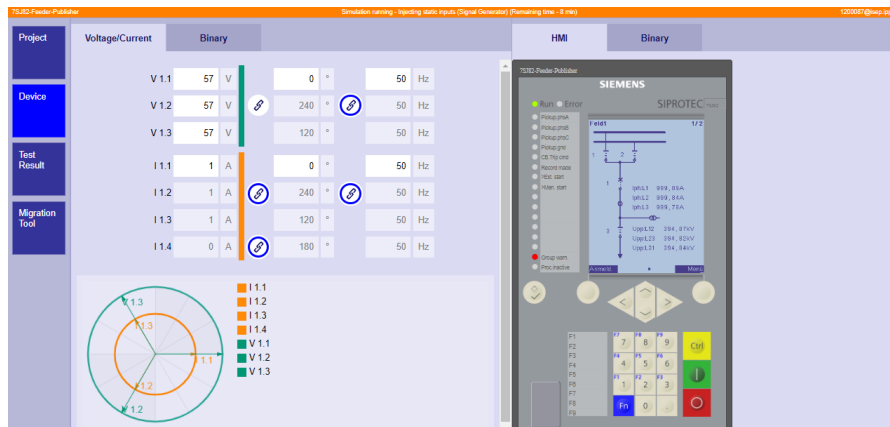


Figura 53: Caso de estudo 2 - Valores injetados no 7SA82

Foi estabelecido um máximo admissível na linha de 1,5A, tal como ilustrado na Figura 54.

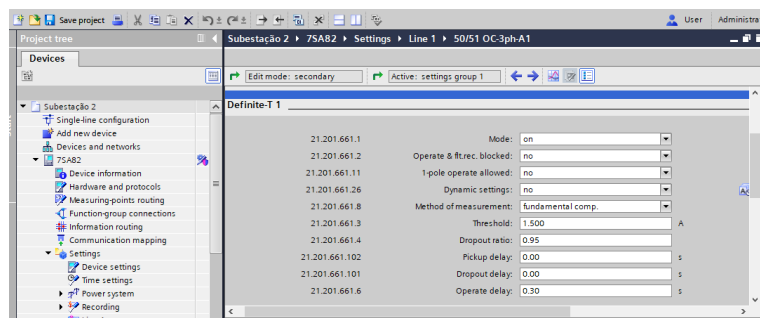


Figura 54: Caso de estudo 2 - Limite da linha

Durante a simulação, aumenta-se a corrente para 1,5A e averigua-se tal como esperado, pela Figura 55, o disparo do disjuntor.

Conseguindo estabelecer esta comunicação, temos acesso então ao registo de falhas, o qual para ambos os dispositivos selecionados 7SJ85 e 7SJ82 está representado pela Figura 56.

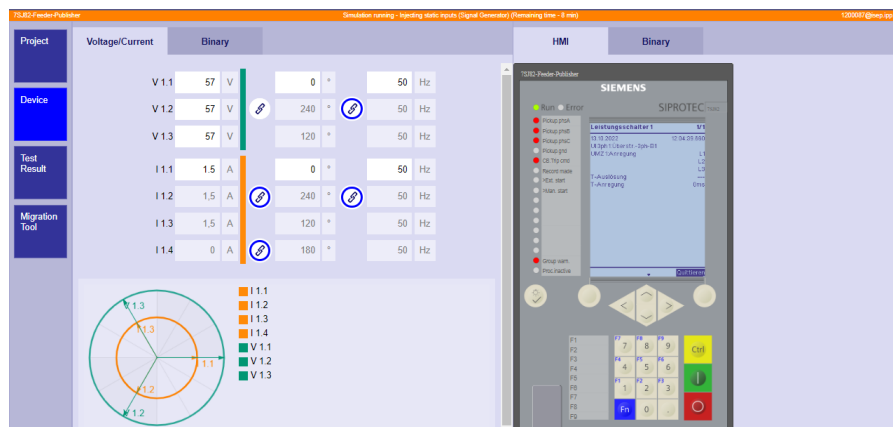


Figura 55: Caso de estudo 2 - Disjuntor acionado

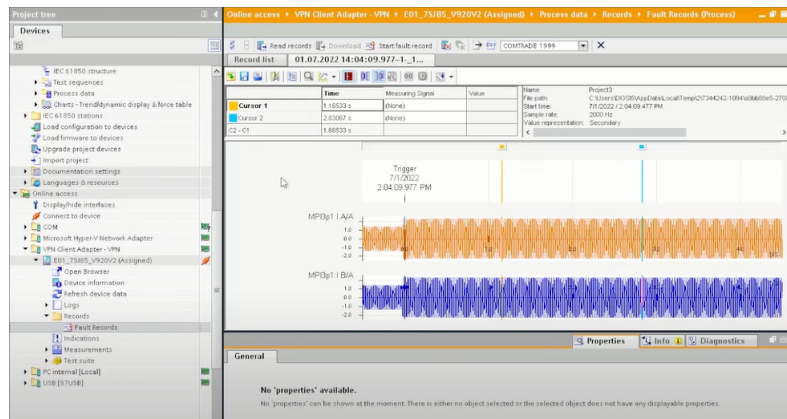


Figura 56: Resultados do dispositivo 7SJ85

Conseguimos verificar que o dispositivo aquando o aumento da corrente para 1,5A, no dia 7 de janeiro de 2022 pelas 14:04:09977 horas, o ponto de medição A foi acionado após 1,16533 segundos, e o ponto de medição B após 2.83067 segundos, o que perfaz uma diferença de 1.66533 segundos. Para se fazer uma análise mais extensiva deste registo é necessário um outro software denominado SIGRA.

Com o SIPROTEC para além do demonstrado, é possível testar as configurações, os algoritmos, as funcionalidades GOOSE, injeção de rede, analisar falhas, corrigir ficheiros de configuração, entre outros.

5.6 Conclusão

Para proteção de linhas aéreas na rede de transporte, com a evolução dos equipamentos, verifica-se que a escolha dos relés depende do tipo de linha devido às suas características intrínsecas.

Para proteção de linhas aéreas na rede de transporte, grande parte tratam-se de linhas longas e/ou muito longas, ou seja, os tipos de relés de distância que são aplicados com esse fim são os MHO ou poligonal.

Para um planeamento é necessário uma posterior análise de coordenação com os outros tipos de proteção de modo a se ter precaução para vários cenários na linha a analisar, coordenação pelas temporizações das zonas com equipamentos do mesmo fabricante, de modo a serem compatíveis.

A ferramenta de otimização da referência do dispositivo permite otimizar o processo de decisão, os softwares em si eram relativamente simples, contudo, bastante restritos, mas se for numa versão paga aparentam ser bastante completos e complementares entre si, com alta qualidade de hardware e funcionalidades, ótima cooperação dos componentes do sistema, excelente facilidade de operação de dispositivos e ferramentas, facilmente se compara e se troca de informações entre dispositivos e até mesmo entre si, de uma forma relativamente simples dada a complexidade exigida pelo sistema das proteções.

Capítulo 6

Conclusões

Ao longo deste documento foram sendo apresentadas conclusões que permitiram sustentar as opções de desenvolvimento efetuadas ao longo deste trabalho. Assim, nesta última secção é realizada uma síntese das conclusões a serem retiradas, dificuldades, relevância do tema e perspetivados futuros desenvolvimentos.

Sob pena de repetição, é inevitável voltar a recordar que a preocupação de um funcionamento contínuo 24 horas por dia incide bastante nas proteções das linhas, que demonstram ter uma grande variedade de opções a escolher e intercalar, consoante as características da linha a analisar.

De todas as proteções, a proteção de distância revela ser bastante vasta e complexa, já padronizada para a proteção de redes de MAT, AT e MT, com inúmeras vantagens tais como, tempos de desligamento curtos em caso de defeito no prolongamento protegido, como também garante a proteção de barramentos e linhas vizinhas em tempos curtos utilizando as outras zonas de ajuste disponíveis, é independente do fio piloto presente entre as extremidade, o relé de distância é o menos afetado pela magnitude de corrente de defeito e pela variação da capacidade de produção e configuração do sistema, esta proteção também apresenta um alcance até ao defeito praticamente independente da impedância da fonte, é de fácil aplicação e pode ser utilizada na localização de defeitos em circuitos primários.

Com a utilização da teleproteção, esta proteção consegue ter as funções de uma proteção unitária, ou seja, compara as grandezas que entram com as grandezas que saem do circuito a ser protegido, e é ideal para aplicações que necessitem de um religamento de alta velocidade na proteção de linhas de transporte.

Durante toda a execução e pesquisa deste trabalho foi de notar que não me deparei com um documento, livro, ou artigo que contivesse toda a base teórica aqui elencada de uma forma tão linear e segmentada, não só a forma como a informação foi aglomerada, desenvolvida e apresentada de modo a ser mais fácil obter o conhecimento necessário para com o tema, e até mesmo para quem vá realizar um trabalho não incidindo concretamente com o tema, como por exemplo, um outro tipo de proteção de linha, não deixa de retirar conhecimento e orientação para o seu trabalho, como também no exemplo prático de aplicação de conhecimento, também não mencionada em nenhum outro trabalho.

Dito isto, o objetivo principal não é possível ser concluído, visto que ao longo do estudo foi verificado que não se trata de um objetivo realista, pois esta é uma proteção extremamente complexa, na qual tem muitos componentes que se tem de ter em conta e a ferramenta ou software a ser desenvolvida apresentaria uma componente informática excessivo, para além de informação exclusiva do *know-how* que se adquire com a experiência nesta área, e portanto, informação não partilhada.

Contudo, foi realizado um estudo aprofundado das bases para o funcionamento das proteções de linhas, foi também aprofundado o tema das proteções de distância em linhas aéreas, após este estudo foi realizado uma automatização do relé de distância já atribuído ao tipo de linha, uma automatização das configurações dos tipos de proteções que se quer aplicar, assim como também uma simulação.

Este trabalho apesar de toda a limitação de recursos, eu diria que os objetivos foram concluídos e que apresenta bases fundamentais durante todo o seguimento e conhecimento do tema, que facilmente se integra como base para trabalhos futuros, juntamente com uma orientação para temas relacionados.

Referências

- [1] C. M. T. Fortunato, “Estudo do sistema de automação da protecção diferencial de linha e comparação direcciona,” Master’s thesis, INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA, 2009. [Citado nas páginas 5 e 34]
- [2] M. B. Hewitson, L. G. Brown and Ramesh, *Practical Protection Systems*. Elsevier, 2004. [Citado na página 6]
- [3] G. Energy, “Sistema de protecção eléctrica.” [Citado na página 6]
- [4] A. C. Caminha, *Introdução à Protecção dos Sistemas Eléctricos*. Blucher, 1977. [Citado nas páginas x, 6, 13, 14, 16, 39, 40, 41, 45, 51 e 79]
- [5] M. Delgado, *Protecção das Redes Eléctricas de Distribuição, Transporte e Interligação*. Engebook, 2011. [Citado nas páginas ix, x, 7, 9, 10, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 52, 56, 57, 60, 62, 63, 64, 66, 67, 68, 69, 70, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87 e 88]
- [6] C. M. T. Fortunato, “Estudo do sistema de automação da protecção diferencial de linha e comparação direcciona,” Master’s thesis, INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA, 2009. [Citado nas páginas ix e 7]
- [7] J. mamede filho; Daniel Ribeiro mamede, *Protecção de sistemas eléctricos de potência*. LTC—Livros Técnicos e Científicos Editora Ltda, 2011. [Citado nas páginas ix, x, 8, 9, 13, 14, 33, 34, 35, 40, 41, 42, 43, 45, 46, 47, 48, 52, 53, 54, 55, 63, 64, 65, 66, 67, 71, 74, 75, 76, 77, 80, 82 e 85]
- [8] I. I. E. Commission, “Iev online - electropedia.” [Citado na página 13]
- [9] A. G. P. Stanley H. Horowitz, *POWER SYSTEM RELAYING*. John Wiley & Sons Ltd, 2008. [Citado nas páginas ix, 17, 23, 33, 75 e 76]
- [10] A. Grid, *Network Protection & Automation Guide*. Alstom Grid, 2011. [Citado nas páginas 17, 18, 19, 20, 23, 24, 25, 26, 29, 30, 32, 33, 41, 45, 51, 54, 56, 57, 59, 62, 64, 65, 66, 77, 78, 80, 81, 82, 83 e 88]
- [11] P. Rush, *Protecção e Automação de Redes*. Schneider, 2010. [Citado nas páginas ix, x, 18, 19, 20, 21, 22, 24, 58, 59, 60, 63, 84 e 87]

-
- [12] G. Ziegler, *Numerical distance protection principles and application*. Siemens, 2011. [Citado nas páginas ix, 20, 52, 62, 64, 66 e 82]
- [13] T. J. D. J. Lewis Blackburn, *Protective relaying Principles and Applications*. CRC Press, 2014. [Citado nas páginas 32, 33, 34, 36 e 75]
- [14] E. E. R. dos Serviços Energéticos, *Regulamento da Qualidade de Serviço*, may 2021. [Citado na página 39]
- [15] J. P. S. PAIVA, *REDES DE ENERGIA ELÉCTRICA. UMA ANÁLISE SISTÉMICA*. Instituto Superior Técnico, 2015. [Citado na página 39]
- [16] C. M. dos Santos Carneiro, “Rede nacional de transporte,” *Neutro à Terra - Revista Técnico-Científica*, no. 23, 2019. [Citado na página 39]
- [17] B. M. M. Coelho, “Classificação de tipologia de rede da edp distribuição,” Master’s thesis, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2012. [Citado na página 39]
- [18] S. B. Y.G. Paithankar, *Fundamentals of Power System Protection*. Prentice-Hall, 2003. [Citado nas páginas 41, 42, 43 e 75]
- [19] T. Lewis, W. A. and L.S., “Fundamental basis for distance relaying on 3-phase systems,” *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. 66, no. 1, 1947. [Citado na página 52]
- [20] A. R. V. C. Warrington, “Graphical method for estimating the performance of distance relays during faults and power swings,” *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. 68, no. 1, 1949. [Citado na página 52]
- [21] A. R. van C. Warrington, “Application of the ohm and mho principles to protective relays,” *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. 65, no. 6, 1946. [Citado na página 52]
- [22] S. John Rushton, W. C.Eng, and C.Eng, “Power-system studies for the determination of distance-protection performance,” *IEE*, vol. 119, no. 6, 1972. [Citado na página 52]
- [23] V. Cook, *Analysis of distance protection*. Research Studies Press, 1985. [Citado na página 52]
- [24] Siemens, *SIPROTEC 5 Operation Manual*, 7 ed., 2022. [Citado na página 102]

Anexo A

Tabela de funções ANSI

Nr	Denominação
1	Elemento Principal
2	Relé de partida ou fechamento temporizado
3	Relé de verificação ou interbloqueio
4	Contator principal
5	Dispositivo de interrupção
6	Disjuntor de partida
7	Relé de taxa de variação
8	Dispositivo de desligamento da energia de controle
9	Dispositivo de reversão
10	Chave comutadora de sequência das unidades
11	Dispositivo multifunção
12	Dispositivo de sobrevelocidade
13	Dispositivo de rotação síncrona
14	Dispositivo de subvelocidade
15	Dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade e/ou frequência
16	Dispositivo de comunicação de dados
17	Chave de derivação ou descarga
18	Dispositivo de aceleração ou desaceleração
19	Contator de transição partida-marcha

20	Válvula operada eletricamente
21	Relé de distância
22	Disjuntor equalizador
23	Dispositivo de controle de temperatura
24	Relé de sobreexcitação ou Volts por Hertz
25	Relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização
26	Dispositivo térmico do equipamento
27	Relé de subtensão
28	Detector de chama
29	Contator de isolamento
30	Relé anunciador
31	Dispositivo de excitação
32	Relé direcional de potência
33	Chave de posicionamento
34	Dispositivo master de sequência
35	Dispositivo para operação das escovas ou curto-circuitar anéis coletores
36	Dispositivo de polaridade ou polarização
37	Relé de subcorrente ou subpotência
38	Dispositivo de proteção de mancal
39	Monitor de condições mecânicas
40	Relé de perda de excitação ou relé de perda de campo
41	Disjuntor ou chave de campo
42	Disjuntor / chave de operação normal
43	Dispositivo de transferência ou seleção manual
44	Relé de sequência de partida
45	Monitor de condições atmosféricas
46	Relé de reversão ou desbalanceamento de corrente
47	Relé de reversão ou desbalanceamento de tensão
48	Relé de sequência incompleta / partida longa
49	Relé térmico
50	Relé de sobrecorrente instantâneo
51	Relé de sobrecorrente temporizado
52	Disjuntor de corrente alternada
53	Relé para excitatriz ou gerador CC
54	Dispositivo de acoplamento
55	Relé de fator de potência
56	Relé de aplicação de campo
57	Dispositivo de aterramento ou curto-circuito

58	Relé de falha de retificação
59	Relé de sobretensão
60	Relé de balanço de corrente ou tensão
61	Sensor de densidade
62	Relé temporizador
63	Relé de pressão de gás (Buchholz)
64	Relé detetor de terra
65	Regulador
66	Relé de supervisão do número de partidas
67	Relé direcional de sobrecorrente
68	Relé de bloqueio por oscilação de potência
69	Dispositivo de controle permissivo
70	Reostato
71	Dispositivo de detecção de nível
72	Disjuntor de corrente contínua
73	Contator de resistência de carga
74	Relé de alarme
75	Mecanismo de mudança de posição
76	Relé de sobrecorrente CC
77	Dispositivo de telemedicação
78	Relé de medição de ângulo de fase / proteção contra falta de sincronismo
79	Relé de religamento
80	Chave de fluxo
81	Relé de frequência (sub ou sobre)
82	Relé de religamento de carga de CC
83	Relé de seleção / transferência automática
84	Mecanismo de operação
85	Relé receptor de sinal de telecomunicação (teleproteção)
86	Relé auxiliar de bloqueio
87	Relé de proteção diferencial
88	Motor auxiliar ou motor gerador
89	Chave seccionadora
90	Dispositivo de regulação (regulador de tensão)
91	Relé direcional de tensão
92	Relé direcional de tensão e potência
93	Contator de variação de campo
94	Relé de desligamento
95	Usado para aplicações específicas

96	Relé auxiliar de bloqueio de barra
97 à 99	Usado para aplicações específicas
150	Indicador de falta à terra
AFD	Detector de arco voltaico
CLK	Clock
DDR	Sistema dinâmico de armazenamento de perturbações
DFR	Sistema de armazenamento de faltas digital
ENV	Dados do ambiente
HIZ	Detector de faltas com alta impedância
HMI	Interface Homem-Máquina
HST	Histórico
LGC	Esquema lógico
MET	Medição de Subestação
PDC	Concentrador de dados de fasores
PMU	Unidade de medição de fasores
PQM	Esquema de monitoramento de potência
RIO	Dispositivo Remoto de Inputs/Outputs
RTU	Unidade de terminal remoto / Concentrador de Dados
SER	Sistema de armazenamento de eventos
TCM	Esquema de monitoramento de Trip
SOTF	Fechamento sob falta

Anexo B

Formulário de comissionamento para testes do relé de distância 670, Hitachi Energy

		Commissioning Service Department Commissioning Standard Test Formats
Description: LINE DISTANCE RELAY - REL670		Record No.:
Bay no.:	Drawing ref.:	Sheet: 1 of 17
Contractor:	Contract no.:	Substation No :

Note:

- The approved updated final settings should be applied and printed out from the relay by using the software of the relay.
- The approved final setting and the printout final setting should be attached with this test format.
- The print out final setting should be signed by SEC AND Contractor.
- The following test format contains minimum required tests and some of settings are mentioned as an example and not as limitation.

1. GENERAL DATA & INFORMATION

Panel No.		CT Ratio : _____	
Relay Type		In	
Manufacturer		VT Ratio	
SERIAL NO		Vn	
No. of contacts:		Draw. & Sh No. :	
Order - No.		Conn.Diag.No.	
Software Version		DC. Auxiliary. Voltage	
Opto-coupler supply:		Frequency F _n	60 Hz

2. MECHANICAL CHECKS AND VISUAL INSPECTION

As per TCS -P-105 Rev -1, Item no 4.1& 4.12.1.1

ITEM	DESCRIPTION	REMARKS	
1.	Inspect for any physical damage or defects.	☐ Yes	☐ N/A
2.	Verify connections and ferrules as per approved drawings	☐ Yes	☐ N/A
3.	Check tightness of all the connections.	☐ Yes	☐ N/A
4.	Check Apparatus List	☐ Yes	☐ N/A
5.	Check relay version and switching elements on printed circuit board	☐ Yes	☐ N/A

3. ELECTRICAL TESTS

As per TCS -P-105 Rev -1, Item no 4.2& 4.12.1.2

Tested by: ENG.	Witnessed by: ENG.
Signature & Date:	Signature & Date:

 نقل الكهرباء National Grid SA		Commissioning Service Department Commissioning Standard Test Formats
Description: LINE DISTANCE RELAY - REL670		Record No.:
Bay no.:	Drawing ref.:	Sheet: 2 of 17
Contractor:	Contract no.:	Substation No :

3.1. FUNCTION TEST

ITEM	DESCRIPTION	REMARKS	
1.	Human Machine Interface (HMI) Checked.	☐ Yes	☐ N/A
2.	Case Earthing checked.	☐ Yes	☐ N/A
3.	LED's Function Checked.	☐ Yes	☐ N/A
4.	Trip Contacts Checked.	☐ Yes	☐ N/A
5.	Reset Function Checked	☐ Yes	☐ N/A
6.	Group active Functions Checked	☐ Yes	☐ N/A
7.	Binary inputs checked.	☐ Yes	☐ N/A
8.	Output Relays Checked	☐ Yes	☐ N/A
9.	Event Display on HMI Screen Checked	☐ Yes	☐ N/A
10.	Test switch / plug checked for correct function.	☐ Yes	☐ N/A
11.	Watchdog contacts checked	☐ Yes	☐ N/A
12.	Current shorting facility.	☐ Yes	☐ N/A

3.2. OPERATING DC SUPPLY CURRENT:

DC voltage (V)	DC current w/o fault (mA)	DC current with fault (mA)	Max. calculated watt (W)

Limit: DC burden Watt. (Refer to the reference technical manual page).

3.2.1. Watch Dog Check

SUPPLY OFF

TERMINALS (CLOSED): (X11:2, X11:3) :

TERMINALS (OPEN): (X11:1, X11:3) :

SUPPLY ON

TERMINALS (CLOSED): (X11:1, X11:3) :

TERMINALS (OPEN): (X11:2, X11:3) :

3.2.2. Time and Date Check

To check time & date go to main menu on the display for REL670 then open system time and adjust time & date.

To test keeping time and date setting this, remove the auxiliary supply from the relay for approximately seconds, then restoring the auxiliary supply, the time and date setting should not be lost.

Result: _____

Tested by: ENG.	Witnessed by: ENG.
Signature & Date:	Signature & Date:

Description:	LINE DISTANCE RELAY - REL670	Record No.:
Bay no.:	Drawing ref.:	Sheet: 3 of 17
Contractor:	Contract no.:	Substation No :

3.3. Setting Adopted

Refer enclosed setting printout

3.4. Secondary Injection Tests

3.4.1.Distance Protection:

a. Zones Reach Measurements

Item	Description	Checked
1	Testing results should be Printed by the Freja (tester) software.	

PH-E (PE): -Resistive reach:

$$R_{Fn} (\Omega/\text{loop}) = R_{Fn} (\Omega/\text{loop}) * M_f$$

Reactive reach:

$$X_n (\Omega/\text{loop}) = X_n (\Omega/\text{phase}) + X_{Nn} (\Omega/\text{phase})$$

$$X_{Nn} = K_{Nx} * X_n (\Omega/\text{phase}), K_{Nx} = 1/3 ((X_0 - X_1)/X_1)$$

$$S_0: X_n (\Omega/\text{loop}) = 1/3 \{(2 * X_n (\Omega/\text{phase}) + X_{0n} (\Omega/\text{phase})) * M_f.$$

PH-PH (PP&3PH): -Resistive reach:

$$R_{Fn} (\Omega/\text{phase}) = 1/2 R_{Fn} (\Omega/\text{loop}) * M_f.$$

Reactive reach:

$$X_n (\Omega/\text{phase}) = X_n (\Omega/\text{phase}) * M_f.$$

R_{Fn} : Zone n resistive reach resistance.

X_n : zone n positive sequence reactance.

X_{Nn} : zone n earth returns reactance.

K_{Nx} : reactive compensation factor.

X_{0n} : zone n zero sequence reactance, X_0 : line zero sequence reactance, X_1 : line positive sequence reactance.

M_f :CTR/VTR.

Tested by: ENG.	Witnessed by: ENG.
Signature & Date:	Signature & Date:

Description: LINE DISTANCE RELAY - REL670		Record No.:
Bay no.:	Drawing ref.:	Sheet: 4 of 17
Contractor:	Contract no.:	Substation No :

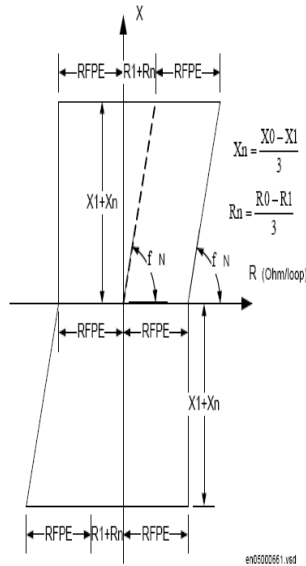


Figure 44: Characteristic for the phase-to-earth measuring loops, ohm/loop domain.

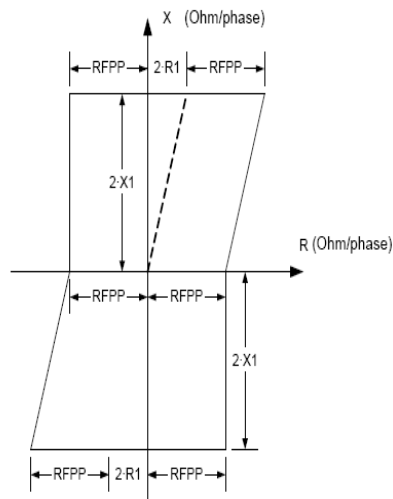


Figure 45: Characteristic for the phase-to-phase measuring loops

b. Zone Timing Test:

Item	Description	Checked
1	Testing results should be Printed by the Freja (tester) software.	

Limit: 24 ms typically $\pm 10\text{ms} \pm 0.5 \%$ (REFERRING TO PAGE NO.)

Tested by: ENG.	Witnessed by: ENG.
Signature & Date:	Signature & Date:

Description: LINE DISTANCE RELAY - REL670		Record No.:
Bay no.:	Drawing ref.:	Sheet: 5 of 17
Contractor:	Contract no.:	Substation No :

3.4.2. Phase Selection Function (PHS)

a. PHS Reach measurements

Item	Description	Checked
1	Testing results should be Printed by the Freja (tester) software.	

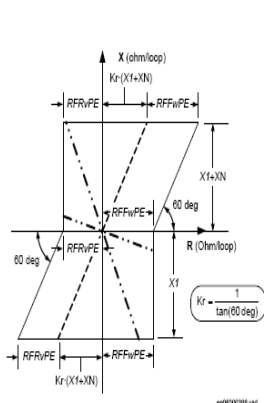


Figure 56: Characteristic of PHS for phase to earth fault (setting parameters in italic), ohm/loop domain

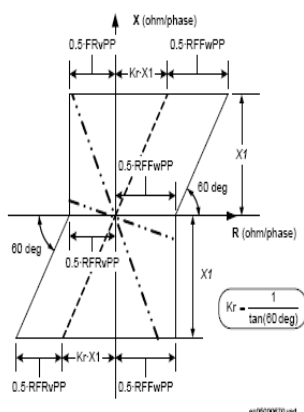


Figure 57: The operation characteristic for PHS at phase-to-phase fault (setting parameters in italic), ohm/phase domain

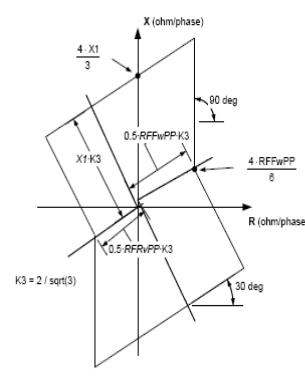


Figure 58: The characteristic of PHS for three phase fault (setting parameters in italic)

PH-E (PE):

- Resistive reach:

$$RLdfwphs (\Omega/\text{loop}) = RLdfwphs (\Omega/\text{loop}) * Mf. \& RFRvphs (\Omega/\text{loop}) = RFRvphs (\Omega/\text{loop}) * Mf.$$

- Reactive reach:

$$X1phs (\Omega/\text{loop}) = 1/3 \{ (2 * X1phs (\Omega/\text{phase}) + X0phs (\Omega/\text{phase})) * Mf. \}$$

PH-PH (PP):

- Resistive reach:

$$RFphs (\Omega/\text{phase}) = 1/2 RFphs (\Omega/\text{loop}) * Mf.$$

- Reactive reach:

$$X1phs (\Omega/\text{phase}) = X1phs (\Omega/\text{phase}) * Mf.$$

Tested by: ENG.	Witnessed by: ENG.
Signature & Date:	Signature & Date:

		Commissioning Service Department Commissioning Standard Test Formats
Description: LINE DISTANCE RELAY - REL670		Record No.:
Bay no.:	Drawing ref.:	Sheet: 6 of 17
Contractor:	Contract no.:	Substation No.:

3PH:

- Resistive reach:

$$RF_{phs} (\Omega/\text{phase}) = 0.666 RF_{phs} (\Omega/\text{phase}) * M_f$$

- Reactive reach:

$$X1_{phs} (\Omega/\text{phase}) = 1.333 * X1_{phs} (\Omega/\text{phase}) * M_f$$

b. PHS timing test:

Item	Description	Checked
1	Testing results should be Printed by the Freja (tester) software.	

Limit 24 ms typically $\pm 10\text{ms} \pm 0.5\%$. (REFERRING TO PAGE NO.)

3.4.3. Power Swing Detection (PSD)

a. PSD Reach test Measurement:

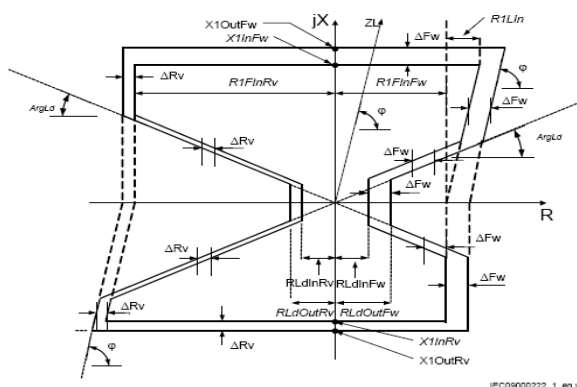


Figure 158: Operating characteristic for ZMRPSB function (setting parameters in italic)

$$RLdInF_w = kLdRF_w * RLdOutF_w$$

$$RLdInR_v = kLdRR_v * RLdOutR_v$$

The inner characteristic for the reactive reach in forward direction correspond to

Tested by: ENG.	Witnessed by: ENG.
Signature & Date:	Signature & Date:

 نقل الكهرباء National Grid SA		Commissioning Service Department Commissioning Standard Test Formats
Description: LINE DISTANCE RELAY - REL670		Record No.:
Bay no.:	Drawing ref.:	Sheet: 7 of 17
Contractor:	Contract no.:	Substation No.:

the setting parameter $X1InFw$ and the outer boundary is defined as $X1InFw + DFw$,

where:

$$DFw = RLdOutFw - KLdRFw \cdot RLdOutFw$$

The inner characteristic for the reactive reach in reverse direction correspond to the

setting parameter $X1InRv$ for the inner boundary and the outer boundary is defined

as $X1InRv + DRv$.

where:

$$DRv = RLdOutRv - KLdRRv \cdot RLdOutRv$$

Item	Description	Checked
1	Testing results should be Printed by the Freja (tester) software.	

b. Timing Test

i. Check the Operating Time (TP1)

TP1: it is the smallest time can be passing from outer boundary to inner boundary of Power Swing Chars. to detect PSD Start

-Freja general mode, sequence, 3 stages.

-1ST STAGE: Normal Load, 3phase Vr&Ir, outside the outer zone area

-2nd STAGE: 3phase V&I to get the impedance inside the PSD zone ($I=Ir$ & $V/I < Z_{outer}$ and $T = Tp1$).

-3RD STAGE: 3phase V&I to get the impedance outside PSD zone and pass the inner boundary ($I=Ir$ & $V/I < Z_{inner}$ and $T = 1 \text{ SEC}$).

Change 2nd stage timing till get PSD operating time exactly.

Type of fault	Tp1 setting ms	Tp1 actual ms
3 phase	40	

Limit: $\pm 10 \text{ ms}$ (see the tech. ref. manual page).

ii. Check the Blocking Time (tR2):

$tR2$: if the PSD is detect a 3Phase zone fault for time is longer than $tR2$, then it Block PSD function.

- FREJA GENERAL MODE

-1ST STAGE: 3PHASE healthy V&I ($I=Ir$, $V/I > \text{outer zone setting impedance}$).

-2ND STAGE: 3PHASE V&I ($I=Ir$, $V/I < \text{inner zone setting impedance}$).

-3RD STAGE inside 3Ph fault for time $\geq tR2$.

Tested by: ENG.	Witnessed by: ENG.
Signature & Date:	Signature & Date:

		Commissioning Service Department Commissioning Standard Test Formats
Description:	LINE DISTANCE RELAY - REL670	Record No.:
Bay no.:	Drawing ref.:	Sheet: 8 of 17
Contractor:	Contract no.:	Substation No :

-change the time of 3rd stage till get trip, which mean blocking of PSD
The relay is tested on final setting

SETTING VALUE	MEASURED VALUE
2000 ms	

Limit: ± 10 ms (see the tech. ref. manual page).

Check of the blocking function

Item	Description	Checked
1	Blocking of zone 1, 2, 3 & 5	

Test procedure: same as before only change the time for 3rd stage to be less than 1 sec.

- iii. Check of the relay tripping during power swing if a single phase faults occurred, t_{R1} []

t_{R1} : if the PSD is detect a single phase fault, so after time equal to t_{R1} , then it Block PSD function

- FREJA GENERAL MODE

-1ST STAGE: 3PHASE V&I ($I=I_r$, $V/I >$ outer zone setting impedance).

-2ND STAGE: 3PHASE V&I ($I=I_r$, $V/I <$ inner zone setting impedance).

-3RD STAGE outside PSD for time $< t_{R2}$.

-4RD STAGE inside 1Ph fault for time $\geq t_{R1}$

-change the time of 4th stage till get trip, which mean blocking of PSD

SETTING VALUE	MEASURED VALUE

- iv. CHECK THE FAST PSD TIME (t_{P2})

t_{P2} : it is second operating timer for PSD (Fast PSD), if PSD occur for second time at interval equal to T_w .

FREJA GENERAL MODE

-1ST STAGE: 3PHASE V&I ($I=I_r$, $V/I >$ outer zone setting impedance).

Tested by: ENG.	Witnessed by: ENG.
Signature & Date:	Signature & Date:

Description: **LINE DISTANCE RELAY - REL670**

Record No.:

Bay no.:

Drawing ref.:

Sheet: 9 of 17

Contractor:

Contract no.:

Substation No :

-2ND STAGE: 3PHASE V&I (outer zone > I=Ir, V/I > inner zone setting impedance) for time >= tP1.

-3RD STAGE: 3PHASE V&I (I=Ir, V/I < inner zone setting impedance) for time = 100 ms.

-4th STAGE leave PSD and back to normal load for time < Tw.

-5th STAGE pass outer PSD for time >= tP2

-6th STAGE pass inner PSD

Note, you must minimize the TH, which is the holding time for PSD starting signal

-change the time of 4th stage and 5th stage to get Tw, tP2 timers

Timer	SETTING VALUE	MEASURED VALUE
Tw		
tP2		

v. Minimum operating Current test

For all zones

IBase= A UBase= V IMinOpPP=

IMinOpPE=

IMinOpIN=

Phase	Setting	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	PHS
R-N							
Y-N							
B-N							
R-Y							
Y-B							
B-R							

IB:base current

All three current limits IMinOpPE, IMinOpIN and IMinOpPP are automatically reduced to 75% of regular set values if the zone is set to operate in reverse direction, that is, OperationDir = Reverse.

Tested by: **ENG.**

Witnessed by: **ENG.**

Signature & Date:

Signature & Date:

 نقل الكهرباء National Grid SA		Commissioning Service Department Commissioning Standard Test Formats
Description: LINE DISTANCE RELAY - REL670		Record No.:
Bay no.:	Drawing ref.:	Sheet: 10 of 17
Contractor:	Contract no.:	Substation No :

3.4.4. Directional test

Line characteristic angle:

Relay directional angles: ArgDir (15) and ArgNegRes (115)

- forward direction; the operating chs Area from: to:
- reverse direction; the operating chs Area from: to:
- the non directional area from: to: and from to:

3.4.5. Scheme Communication Test

Scheme selected: Blocking scheme

Coordination time : ms.

- carrier receive + Zone 2 fault

Trip Time :
Indication :

- No carrier receive + Zone 2 fault

Trip Time :
Indication :

- No Carrier receive + Zone 2 fault + Com fail

Trip Time :
Indication :

- Zone 3 fault (reverse direction)

Indication :
Carrier send time: ms.
Tsend min. : ms (100 ms setting
Limit: ± 10 ms for operating time (see the tech. ref. manual)

Tested by: ENG.	Witnessed by: ENG.
Signature & Date:	Signature & Date:

 نقل الكهرباء National Grid SA		Commissioning Service Department Commissioning Standard Test Formats
Description: LINE DISTANCE RELAY - REL670		Record No.:
Bay no.:	Drawing ref.:	Sheet: 11 of 17
Contractor:	Contract no.:	Substation No :

e. Coordination time test:

Setting	Measured
50	
70	
100	

3.4.6. Switch On To Fault

a. Dead Line Detection Function 3Φ (DLD): (used for SOTF internal detection)

Setting		Measured Values	
Uph<(V)	Iph<(A)	Uph<(V)	Iph<(A)

Limit : (± 0.5 % of Ur) for Uph< and (± 1 % of Ir) for Iph< (see the tech. ref. manual page).

b. Automatic Switch on to Fault (SOTF)

Distance Protection		Indications
SOTF - ON	Trip Time (msec)	
Internal SOTF with DLD on the 3 phase.		
External SOTF with manual Close pulse.		

Activate the DLD with the internal SOTF function.

Limit: ($\pm 0.5\% \pm 10\text{ms}$) for operating time (see the tech. ref. manual page).

c. Fuse failure supervision function (FUSE)

Setting		Measured Values				
3U0>	3I0<	Phase	3U0>(V)op	3U0>(V)reset	3I0<(A) op	3I0<(A) reset

Tested by: ENG.	Witnessed by: ENG.
Signature & Date:	Signature & Date:

 نقل الكهرباء National Grid SA		Commissioning Service Department Commissioning Standard Test Formats
Description: LINE DISTANCE RELAY - REL670		Record No.:
Bay no.:	Drawing ref.:	Sheet: 12 of 17
Contractor:	Contract no.:	Substation No :

Limit: $\pm 0.5\%$ of U_r for $3U_0 >$ and $\pm 1\%$ of I_r for $3I_0$ (see the tech. ref. manual page).

General mode:

-1st stage: 3phase V&I healthy case.

- Decrease one phase voltage till the indication led fuse fail appears.

- Decrease the same phase current till the indication led fuse fail reset.

d. Fuse failure operating time: m sec.

-1ST stage: 3phase V&I healthy case.

-2ND stage: put fuse fail condition (take contact fuse fail)

e. Check the blocking of the relay when the general block functions

(VT MCB TRIP) is activated []

Check the Blocking of Fuse Fail

Fuse Fail Latching Time:

Inject Fault before Latching ()

Inject Fault after Latching ()

Tested by: ENG.	Witnessed by: ENG.
Signature & Date:	Signature & Date:

 نقل الكهرباء National Grid SA		Commissioning Service Department Commissioning Standard Test Formats
Description: LINE DISTANCE RELAY - REL670		Record No.:
Bay no.:	Drawing ref.:	Sheet: 13 of 17
Contractor:	Contract no.:	Substation No :

3.4.7. Service Values for Measurements

PH voltage applied: V.
PH current applied: A.
Phase shift : degree.
Frequency : HZ.
CT ratio : A.
VT ratio : KV

Values	Sec. Values (KV)	Prim. Values (KV)	Values	Sec. Values	Prim. Values
U1			I1		
U2			I2		
U3			I3		
U4	-		I4		
U1 - U2	-		P	-	
U2 - U3	-		Q	-	
U3 - U1	-		F	-	

3.4.8. Fault Locator Function

Line Length: Line impedance PH-E: Ω
Line impedance PH-PH: Ω .

Fault Type	Fault Impedance (Ω)	Expected display (Km)	Actual display (Km)
A-N(25)%			
B-N(50)%			
C-N(100)%			
A-B(25)%			
B-C(50)%			
C-A(75)%			
A-B-C(100)%			

Tested by: ENG.	Witnessed by: ENG.
Signature & Date:	Signature & Date:

 نقل الكهرباء National Grid SA		Commissioning Service Department Commissioning Standard Test Formats
Description: LINE DISTANCE RELAY - REL670		Record No.:
Bay no.:	Drawing ref.:	Sheet: 14 of 17
Contractor:	Contract no.:	Substation No :

3.4.9. Directional Earth Fault DEF

$IN > Dir = \%IB$
 $Polarization = \%UB$
 $RCA = \text{degree}$
 $TIME = \text{sec}$

a. Checks the Operating Characteristic Angle

Injected voltage = V injected current = A
 Set time setting = 0

Phase	Operating area angles (FORWARD)		Blocking area angles (REVERSE)	
	Expected	measured	Expected	measured
R				
Y				
B				

b. Polarizing voltage (3V0) pickup and drop off test

Injected current = A applied angle = degree (RCA angle)

Vn (3V0) setting	Vn (3V0) measured	
	Pick up	Drop off

Tested by: ENG.	Witnessed by: ENG.
Signature & Date:	Signature & Date:

Description: **LINE DISTANCE RELAY - REL670**

Record No.:

Bay no.:

Drawing ref.:

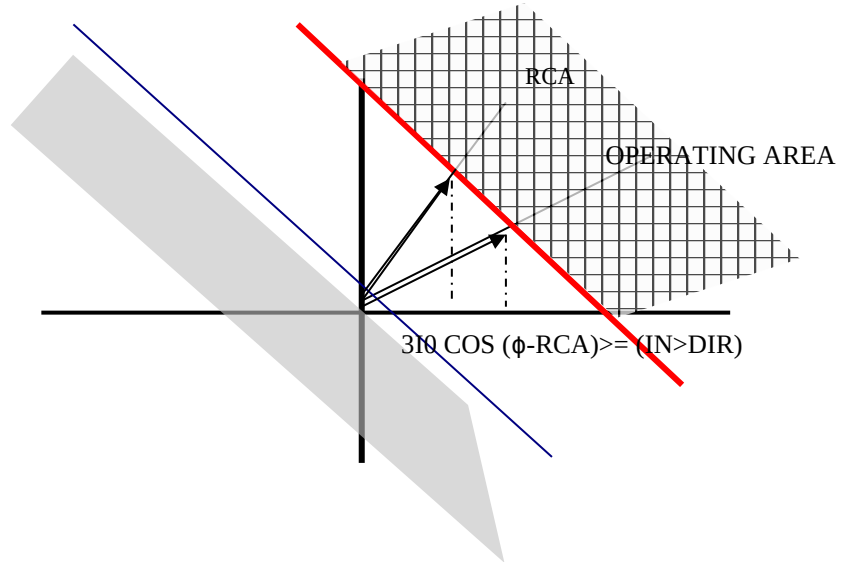
Sheet: **15 of 17**

Contractor:

Contract no.:

Substation No :

c. Pick up at various operating angles for aided DEF



Angle	Pick-up Value (mA)	Drop-off Value (mA)	SET TIME SEC	OP TIME	Expected Value(mA)
60					$200 / \cos(60-60)=200$
135					$200 / \cos(135-60)=773$
225					
270					
325					
345					773

Tested by: **ENG.**

Witnessed by: **ENG.**

Signature & Date:

Signature & Date:

		Commissioning Service Department Commissioning Standard Test Formats
Description: LINE DISTANCE RELAY - REL670		Record No.:
Bay no.:	Drawing ref.:	Sheet: 16 of 17
Contractor:	Contract no.:	Substation No :

d. Pick up at Various Operating Angles for Delayed DEF

Angle	Pick-up Value (mA)	Drop-off Value (mA)	SET TIME SEC	OP TIME	Expected Value(mA)
60					200
135					200
225					200
270					200
325					200
345					200

e. DEF Scheme Communication Test:

Scheme selected: Blocking.
Coordination time : ms.

fault	direction	Communication status	Send/receive	Trip time	indication
EF	FORWARD	HEALTHY	RECEIVE		
EF	FORWARD	HEALTHY	----		
EF	FORWARD	FAIL	----		
EF	REVERSE	HEALTHY	SEND		

Coordination Time Testing

Setting	Measured
50	
70	
100	

3.4.10. Non Directional Earth Fault

IN> = %IB
TIME = sec

Angle	Pick Up (mA)	Drop off (mA)	Set Time (Sec)	Measured Time

Tested by: ENG.	Witnessed by: ENG.
Signature & Date:	Signature & Date:

 نقل الكهرباء National Grid SA		Commissioning Service Department Commissioning Standard Test Formats
Description: LINE DISTANCE RELAY - REL670		Record No.:
Bay no.:	Drawing ref.:	Sheet: 17 of 17
Contractor:	Contract no.:	Substation No :

3.4.11. Delay Over Current

$I1 > = \%IB$

Characteristic = Normally Inverse

Time Multiplier = sec

PHASE	PICK UP (mA)	Drop off (mA)
R		
Y		
B		

Operating Time Test

PHASE	Injected Current	CALCULATED TIME	MEASURED TIME
R	2I1		
	5I1		
	10I1		
Y	2I1		
	5I1		
	10I1		
B	2I1		
	5I1		
	10I1		

3.4.12 Breaker Failure

$IP > = \%IB$ $T1 = \text{msec}$ $T2 = \text{msec}$

PHASE	Pick Up (mA)	Drop off (mA)	T1	T2
R				
Y				
B				

3.4.13 Disturbance recorder checked [].

3.4.14 Binary outputs checked [].

3.4.15 Binary inputs checked [].

Tested by: ENG.	Witnessed by: ENG.
Signature & Date:	Signature & Date: